

2 Gerenciamento do Campo de Petróleo

2.1 Plano de Desenvolvimento para Campos de Petróleo

A definição da estratégia de produção é uma tarefa muito importante que consiste em um processo bastante complexo devido à grande quantidade de variáveis envolvidas. Estas variáveis estão relacionadas a características geológicas, fatores econômicos e decisões como alocação de poços, número de poços produtores e injetores e condições operacionais (Nakajima, 2003).

Para o melhor entendimento deste trabalho, dividiu-se o plano de desenvolvimento para campos de petróleo em três etapas: perfuração, completação e produção, conforme ilustra a Figura 2.1.



Figura 2.1: Etapas resumidas de um plano de desenvolvimento para campos de petróleo

2.1.1 Perfuração

2.1.1.1 Reservatórios de Petróleo

O Petróleo tem origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A matéria orgânica marinha é basicamente originada de microorganismos e algas e não pode sofrer processo de oxidação. A necessidade de condições não-

oxidantes pressupõe um ambiente de deposição composto de sedimentos de baixa permeabilidade, inibidor da ação da água circulante em seu interior. A interação dos fatores – matéria orgânica, sedimento e condições termoquímicas apropriadas – é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à formação do petróleo (Thomas, 2001).

O tipo de hidrocarboneto gerado, óleo ou gás, é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico atuante sobre ela. A matéria orgânica originada de microorganismos e algas, quando submetida a condições térmicas adequadas, pode gerar hidrocarboneto líquido. O processo atuante sobre a matéria orgânica proveniente de vegetais poderá ter como consequência a geração de hidrocarboneto gasoso.

O petróleo, quando encontrado na natureza, se encontra acumulado nos poros das rochas e a essas rochas se atribui o nome de rochas reservatórios. A existência de um reservatório de petróleo é condicionada à existência de três elementos: rocha geradora, rocha reservatório e uma armadilha formada por uma rocha impermeável. Para que os fluidos possam ser produzidos é necessária uma energia natural ou primária (Queiroz, 2006). Essa energia é o resultado de todas as situações e circunstâncias geológicas pelas quais a jazida passou até se formar completamente, e para que haja produção de fluido, outro material deverá ocupar o espaço poroso antes ocupado pelos fluidos produzidos (Thomas, 2001; Rosa et al., 2006).

Ao longo de milhões de anos o petróleo, comumente denominado óleo, migra da rocha geradora em direção à superfície. Quando esse elemento encontra uma rocha impermeável, essa migração é interrompida e, caso essa estrutura forme uma armadilha, o óleo passa a se acumular. De acordo com as características da rocha abaixo da armadilha o óleo é acumulado em maior ou menor volume. Considerando que o processo de migração é lento, e vem ocorrendo a milhões de anos, é de se esperar que os fluidos acumulados estejam gravitacionalmente separados de acordo com suas densidades. O gás natural é acumulado na parte superior, o óleo na parte central e a água abaixo do óleo, como apresentado na Figura 2.2. Nem sempre o reservatório apresenta as três fases bem definidas. Dependendo das características do reservatório, pode-se, por exemplo, encontrar o gás dissolvido no óleo.



Figura 2.2: Disposição dos fluidos em um reservatório de petróleo

Nos estudos de um reservatório de petróleo é fundamental o conhecimento de propriedades básicas da rocha e dos fluidos nela contidos. São essas propriedades que determinam as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, a sua distribuição, a capacidade desses fluidos de moverem e, mais importante de todas, a quantidade de fluidos que pode ser extraída. A porosidade e a permeabilidade são umas das principais propriedades que devem ser consideradas (Thomas, 2001).

Porosidade: é uma propriedade que indica uma razão entre o volume de uma rocha e o volume de espaços vazios (poros), o que influencia a capacidade de uma rocha armazenar fluidos. O óleo é acumulado entre os grãos de rocha, nos poros, e, quanto maior o número de poros e maior o volume de cada poro, maior a porosidade da rocha.

Permeabilidade: é a medida da capacidade de uma rocha permitir o escoamento de fluidos. Os fluidos escoam por canais que ligam os poros e, quanto mais estreitos e tortuosos forem esses canais, maior será a dificuldade dos fluidos se moverem e menor será a permeabilidade. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao escoamento dos fluidos, o que caracteriza uma maior permeabilidade.

A permeabilidade não é uniforme em toda extensão do reservatório, tampouco é uniforme em todas as direções. A existência de materiais impermeáveis na constituição do reservatório pode privilegiar o escoamento do fluido em uma direção ou um plano. Essa característica tem grande influência na elaboração da malha de drenagem, pois determina o caminho do óleo e da água no reservatório. Uma característica dessa propriedade é a alta incerteza associada, pois, quando descoberto o reservatório, não se sabe ao certo a permeabilidade em todos os pontos.

Por exemplo, a existência de uma falha em uma camada de rocha impermeável, pode causar mudanças consideráveis na permeabilidade no local e alterar o fluxo dos fluidos e a distribuição da pressão nas imediações.

2.1.1.2 Modelagem e Simulação

Um dos objetivos da Engenharia de Reservatórios é prever a produção de óleo, gás e água. A habilidade de prever a produção auxilia na tomada de decisões sobre o projeto e em otimizações que o tornem economicamente atrativo. O principal problema na modelagem de reservatórios é que cada reservatório tem características próprias. Assim, o desafio na área de simulação de reservatórios é obter uma forma flexível de representar, o mais fielmente possível, as características e o comportamento de reservatórios reais.

Durante os anos 50 (Bruce, 1953) foram concebidas modelagens numéricas baseadas em malhas. A disposição de blocos na malha permite uma representação discreta, bastante aproximada e realista do reservatório no que diz respeito ao formato e às propriedades de rochas e fluidos. Na Figura 2.3 são exibidas malhas 2D e 3D típicas utilizadas em simulações de reservatórios.

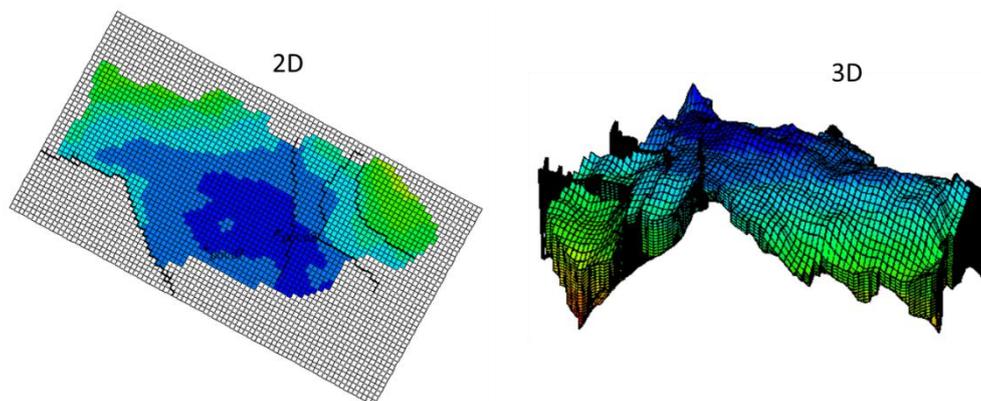


Figura 2.3: Malha vista em 2 e 3 dimensões

Os simuladores utilizados atualmente não são padronizados, cada fabricante inclui características e funcionalidades próprias. Um dos programas de simulação de reservatórios é o IMEX da empresa CMG (CMG, 2007) que trabalha com a simulação do reservatório em malha de duas e três dimensões.

A modelagem é feita de modo que cada célula, ou bloco, é considerado homogêneo e se comunica somente com os blocos adjacentes. O tamanho de cada

célula e o número de células são de grande importância para a eficiência da simulação. Caso o modelo seja mais refinado que o necessário, maior será o número de células e maior será o tempo necessário para a simulação. Por outro lado, em um modelo mais “grosseiro”, o tamanho das células pode ser grande demais para descrever corretamente o reservatório. Com isso, apesar de o tempo de simulação ser menor, a precisão do resultado da simulação pode ser prejudicada. Sendo assim, o reservatório deve ser representado pelo número mínimo possível de células que garantam a precisão desejada para os resultados no menor tempo possível.

Dentre as características associadas a cada célula da malha estão a porosidade e a permeabilidade, assim como seus limites geométricos. Uma malha pode ser descrita com as células com formatos não convencionais de modo a descrever melhor o reservatório. Com isso, algumas células podem se tornar não significativas para o resultado da simulação enquanto consomem tempo de simulação para o cálculo de suas grandezas. Isso ocorre, por exemplo, quando a espessura de um bloco se torna muito pequena. Para essas células atribui-se um indicador de *pinch out* que faz com que a célula não seja simulada, mas permite a passagem de fluidos por ela.

Além das características de reservatório é necessário indicar a posição e os modos de operação dos poços. Os poços interceptam os blocos que constituem o reservatório e podem ter qualquer orientação. Além disso, um poço pode estar associado a um bloco definido como completação aberta ou completação fechada, onde a completação aberta indica interação entre o poço e os fluidos do reservatório no bloco, enquanto uma completação fechada não promove interações do poço com o bloco.

2.1.1.3 Tipos de Poços

O termo poço de petróleo é usado para qualquer perfuração na superfície terrestre utilizada para produzir petróleo ou gás natural. Um poço de petróleo, além de ser do tipo produtor, pode ser exploratório ou injetor.

De acordo com o uso do poço e as condições do reservatório este pode ser completado de diferentes maneiras. A completação é a transformação do esforço de perfuração em uma unidade produtiva completamente equipada e com os requisitos de segurança atendidos, pronta para produzir óleo e gás, gerando receitas. A completação de um poço varia quanto ao posicionamento da cabeça, quanto ao

revestimento e quanto ao número de zonas explotadas. As principais diferenças entre os tipos de completação são: se o poço é terrestre ou marítimo, se este é um poço aberto, com *liner* rasgado ou com revestimento canhoneado e se o poço tem completação simples ou múltipla.

No caso de perfurações marítimas, a cabeça do poço pode estar no leito marítimo ou na plataforma, dependendo do tipo de plataforma que se pretende utilizar e do projeto de desenvolvimento do campo (Thomas, 2001).

Poços Verticais

O poço vertical é o mais simples e também o mais utilizado no mundo. Também conhecido como poço convencional, esse tipo de poço é amplamente utilizado pela indústria de petróleo desde o poço do Cel. Drake. A estrutura de um poço vertical é simples, não estando presentes nem a seção de ganho de ângulo nem a seção de perda de ângulo. A Figura 2.4 ilustra um poço vertical. O poço vertical percorre o reservatório verticalmente, independentemente da inclinação da zona produtora. Embora seja chamado de vertical podem ocorrer alguns desvios na trajetória do poço devido aos ângulos das camadas de rocha no reservatório. No caso do desvio ser maior de 5°, medidas corretivas devem ser tomadas para corrigir a trajetória do poço (Thomas, 2001).

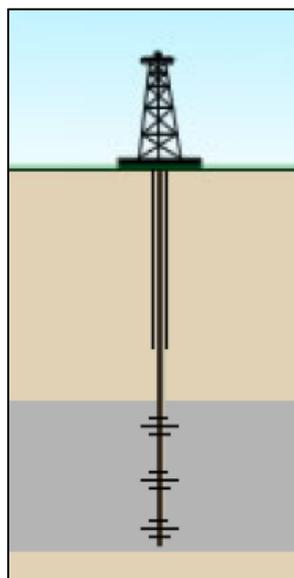


Figura 2.4: Poço Vertical

Quando comparado a outros poços, o custo de perfuração de um poço vertical é mais baixo. Não é necessária a utilização de tecnologias direcionais e, normalmente o poço é mais curto, utilizando, assim, um menor tempo de sonda. Outra vantagem é a redução dos riscos inerentes à perfuração direcional, devido à trajetória do poço não realizar curvas.

Comparado com outros poços a área de contato de um poço vertical com o reservatório é pequena, como indicado na Figura 2.6. Isso leva a uma desvantagem quanto à vazão produzida pelo poço. No entanto, geralmente é feita a perfuração de diversos poços verticais para drenar uma área.

Poços Direcionais

Poços direcionais são poços inclinados permitindo que o posicionamento em coordenadas diferentes das coordenadas da cabeça do poço seja atingido. Existe, por parte da indústria do petróleo, grande interesse nas características dos poços direcionais, devido às vantagens que esses poços trazem como, reduções de custos de projetos de exploração e até a viabilização da exploração em áreas onde não é permitida a perfuração. Essa técnica também pode ser utilizada para a perfuração de poços verticais quando se sabe que haverá muitos desvios em sua trajetória (Rocha, 2008).

As estratégias de perfuração de poços direcionais podem ser agrupadas em três tipos. No tipo um, o poço é perfurado verticalmente por um trecho curto, seguido por um trecho inclinado até o objetivo, de acordo com a Figura 2.5 (a). No tipo dois o poço é perfurado verticalmente por um trecho curto, seguido por um trecho inclinado, até conseguir o afastamento lateral planejado e, então, segue verticalmente até o objetivo, conforme ilustra a Figura 2.5 (b). O tipo três é semelhante ao tipo um, no entanto, o trecho vertical é mais longo (Figura 2.5 (c)).

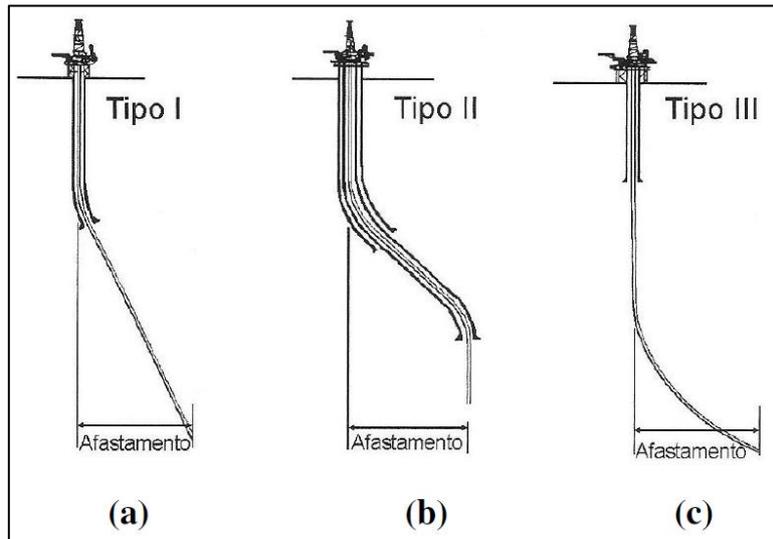


Figura 2.5: (a) Poço tipo I (b) Poço tipo II (c) Poço tipo III

Um caso especial de perfuração direcional é o poço horizontal. As principais razões para utilizar poços horizontais são: aumentar a área exposta ao fluxo de hidrocarbonetos; minimizar o cone de água e de gás; em reservatórios fraturados; para a produção de óleo pesado; e para diminuir o número de poços utilizados. De maneira geral, um poço horizontal atinge comprimentos expostos ao reservatório de até mil metros, podendo ser mais longos, enquanto poços verticais são limitados à espessura do reservatório, que podem variar de centenas a dezenas de metros como ilustrado na Figura 2.6.

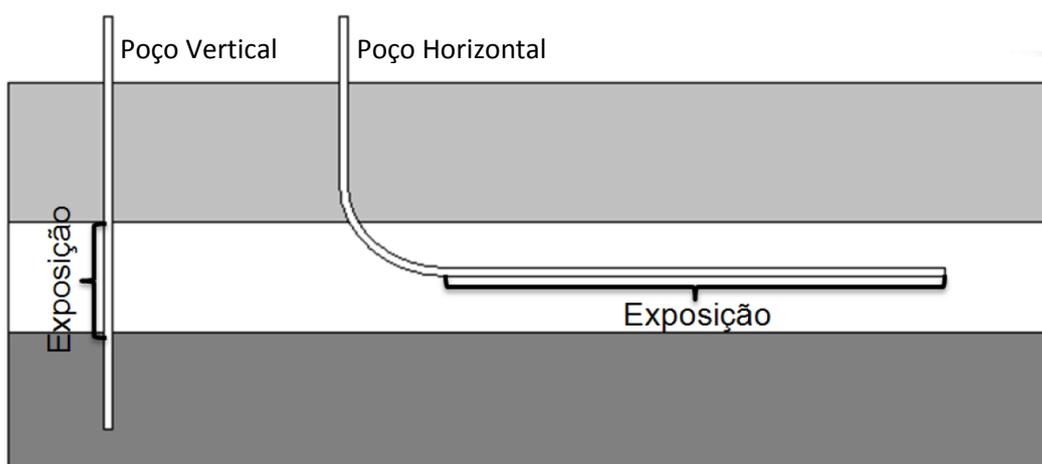


Figura 2.6: Comprimento exposto ao reservatório

Quando o reservatório é dito de formação fechada, baixa permeabilidade, ou o óleo a ser produzido é pesado, a mobilidade do óleo no reservatório é baixa. Isso significa que o raio de drenagem de um poço é pequeno. Como um poço horizontal tem maior comprimento exposto ao fluxo, este cobre um volume maior do reservatório e pode viabilizar a exploração de campos economicamente inviáveis com poços verticais.

A redução do número de poços necessário para drenar um reservatório é de grande importância na exploração de campos marítimos. Cada poço necessita de uma árvore de natal conectada à cabeça do poço e uma conexão na plataforma, dentre outros equipamentos (Thomas, 2001). Fisicamente existe um limite de poços que podem ser ligados a uma plataforma. O tamanho e o custo da plataforma aumentam com o número de poços conectáveis a ela e, assim, a exploração de grandes áreas costuma ser feita com poços horizontais longos.

2.1.2 Completação

Como cada reservatório apresenta desafios específicos, é recomendável que uma avaliação completa e objetiva de opções de árvores de natal molhadas e secas, seja realizada durante o processo de seleção do conceito. Esta avaliação inclui análises de custos, riscos e flexibilidade do sistema, para maximizar as chances de seleção do conceito de desenvolvimento mais adequado às características do reservatório.

O termo *completação* refere-se ao conjunto de operações destinadas a equipar o poço para a produção de óleo ou gás, bem como para a injeção de fluidos no reservatório. A completção de um poço de petróleo permite que o reservatório de hidrocarbonetos seja conectado de maneira segura e controlada à unidade estacionária de produção, e consiste na instalação de diversos equipamentos tanto no interior do poço de petróleo quanto no seu exterior. Estes equipamentos são responsáveis pelo controle da vazão dos fluidos e funções auxiliares como: elevação artificial, aquisição de dados e controle da produção de areia.

Um dos principais equipamentos de segurança instalado no poço é a árvore de natal, constituído por um conjunto de válvulas, cuja principal função é permitir o controle do poço de produção ou injeção. Conforme o tipo de completção usada, a árvore de natal pode ser do tipo molhada ou seca (convencional). A molhada é instalada na cabeça do poço no fundo do mar e a seca é instalada no topo do *riser* na

plataforma. A Figura 2.7 e a Figura 2.8 ilustram uma árvore de natal molhada (ANM) e uma árvore de natal seca (ANS), respectivamente.

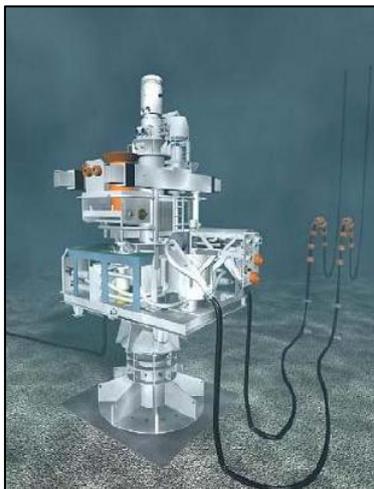


Figura 2.7: Árvore de Natal Molhada (ANM)



Figura 2.8: Árvore de Natal Seca (ANS)

Diz-se que um poço é de completção seca ou convencional se a árvore de natal está localizada acima da superfície do mar. Esse tipo de poço permite que as intervenções sejam feitas por meio de uma sonda de superfície instalada na própria plataforma produtora. Nesse caso, o conjunto de válvulas que controla a produção do poço é simples e de fácil manutenção, assim como o acesso ao poço. A conexão da árvore de natal na superfície à cabeça do poço no fundo do mar dá-se através de um *riser* rígido, ancorado nos equipamentos instalados no fundo do mar. Assim, este

sistema é dependente de unidades flutuantes de produção com movimentos extremamente reduzidos, de forma a não comprometer a integridade destes *risers*. Um esquema de poços com completação seca pode ser visualizado na Figura 2.9.

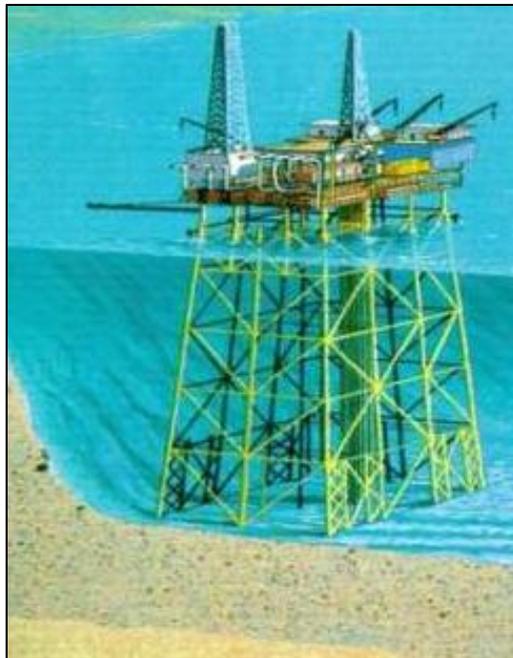


Figura 2.9: Esquema de produção com completação seca

Na completação molhada a cabeça de poço e sua árvore de natal estão instaladas no fundo do mar. Esse sistema necessita de um conjunto de válvulas para controle da produção do poço bem mais sofisticado. Em águas profundas, esse equipamento é instalado remotamente, uma vez que não é viável a utilização de mergulhadores em profundidades superiores a 300 metros. A manutenção do equipamento e o acesso ao poço são mais complicados e dispendiosos.

Para conduzir o óleo da ANM até a plataforma de produção, são utilizadas tubulações rígidas ou flexíveis. Devido às configurações disponíveis para os *risers*, a completação molhada permite o emprego de unidades flutuantes de produção com maiores movimentos, tais como as plataformas semi-submersíveis. Um esquema de poços com completação molhada pode ser visualizado na Figura 2.10.

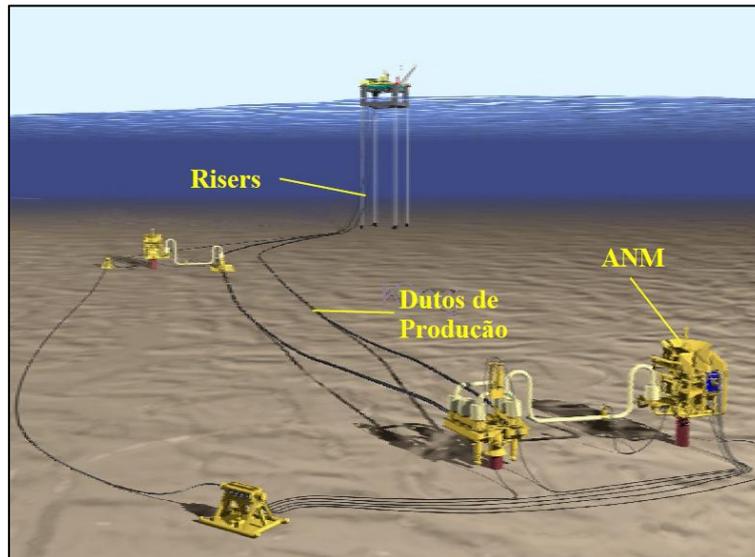


Figura 2.10: Esquema de produção com completamento molhada

2.1.3 Produção

2.1.3.1 Tipos de Plataformas

As primeiras Unidades de Perfuração Marítima (UPM) eram simplesmente sondas terrestres montadas sobre uma estrutura para perfurar em águas rasas. Eram empregadas as mesmas técnicas utilizadas em terra, que funcionaram com sucesso por algum tempo. Mas a necessidade de perfurar em águas mais profundas fez surgir novos tipos de equipamentos e técnicas especiais orientadas especificamente à perfuração marítima.

Existem basicamente dois tipos de UPMs: as com o a árvore de natal na superfície, tais como as plataformas fixas, as auto-eleváveis, as submersíveis e as *tensionlegs*, e as com árvore de natal no fundo do mar, conhecidas como unidades flutuantes, tais como as semi-submersíveis e os navios-sonda.

O emprego de cada um destes tipos fica condicionado à lâmina d'água, condições de mar, relevo do fundo do mar, finalidade do poço, disponibilidade de apoio logístico e, principalmente, a relação custo benefício (Thomas, 2001).

Plataformas Fixas

As plataformas fixas (Figura 2.11 (a)) foram as primeiras unidades utilizadas. Têm sido preferidas nos campos localizados em lâminas d'água de até 300 metros e, em alguns países, são responsáveis por grande parte do petróleo produzido no mar.

Geralmente as plataformas fixas são estruturas moduladas de aço que são instaladas no local de operação com estacas cravadas no fundo do mar. Devido aos altos custos envolvidos no projeto, construção e instalação da plataforma, sua aplicação se restringe ao desenvolvimento de campos já conhecidos, onde vários poços são perfurados, sendo um vertical e os outros direcionais. As plataformas fixas são projetadas para receberem todos os equipamentos de perfuração, estocagem de materiais, alojamento de pessoal, bem como todas as instalações necessárias para produção dos poços.

Plataformas Auto-eleváveis

As plataformas auto-eleváveis (PAs) (Figura 2.11 (b)) são constituídas, basicamente, de uma balsa equipada com estruturas de apoio, ou pernas, que, acionadas mecânica ou hidráulicamente, movimentam-se para baixo até atingirem o fundo do mar. Em seguida, inicia-se a elevação da plataforma acima do nível da água, a uma altura segura e fora da ação das ondas. São plataformas móveis, sendo transportadas por rebocadores ou com propulsão própria, destinadas à perfuração de poços exploratórios na plataforma continental, em lâminas d'água que variam de 5 a 130 metros.

Devido à estabilidade desta unidade, as alterações de perfuração são semelhantes às realizadas em terra. Os revestimentos são assentados no fundo do mar e estendidos até a superfície, abaixo da subestrutura. Aí é conectado o equipamento de segurança e controle de poço, que é similar ao utilizado em terra.

Plataformas Submersíveis

As plataformas submersíveis constam de uma estrutura montada sobre um flutuador e são utilizadas, basicamente, em águas calmas, rios e baías com pequena lâmina d'água. São levadas até a locação com auxílio de rebocadores. Ao chegar, são lastreadas até seu casco inferior se apoiar no fundo, em geral macio e pouco acidentado. Destinada à perfuração, sua utilização é limitada devido à sua pequena capacidade de lâmina d'água.

Plataformas Flutuantes

As plataformas flutuantes podem ser semi-submersíveis (Figura 2.11 (c)) ou navios-sonda (Figura 2.11 (d)). As primeiras são compostas, basicamente, de uma estrutura com um ou mais conveses, apoiada por colunas em flutuadores submersos. Os navios-sonda foram inicialmente adaptados, mas hoje são projetados especialmente para a perfuração.

Uma unidade flutuante sofre movimentações devido a ação das ondas, correntes e ventos, com possibilidade de danificar os equipamentos a serem descidos no poço. Assim, é necessário que ela esteja posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície. Dois tipos de sistemas são responsáveis pelo posicionamento na unidade flutuante: sistema de ancoragem e sistema de posicionamento dinâmico.

O sistema de ancoragem é constituído de oito a doze âncoras e cabos e/ou correntes atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante, modificada pela ação das ondas, ventos e correntezas. No sistema de posicionamento dinâmico não existe ligação física da UPM com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração. Sensores de posição determinam a deriva e propulsores no casco acionados por computador restauram a posição da plataforma.

Devido ao alto grau de liberdade dos movimentos da UPM, durante as operações de perfuração os revestimentos ficam apoiados no fundo do mar por intermédio de sistemas especiais de cabeça de poço submarino. Sobre estes se conectam os equipamentos de segurança e controle de poço, sendo que o retorno do fluido de perfuração à superfície é feito através de uma coluna, chamada *riser*, que se estende até a plataforma.

As plataformas flutuantes podem ter ou não propulsão própria. De qualquer forma, possuem grande mobilidade, sendo preferidas para perfuração de poços exploratórios.

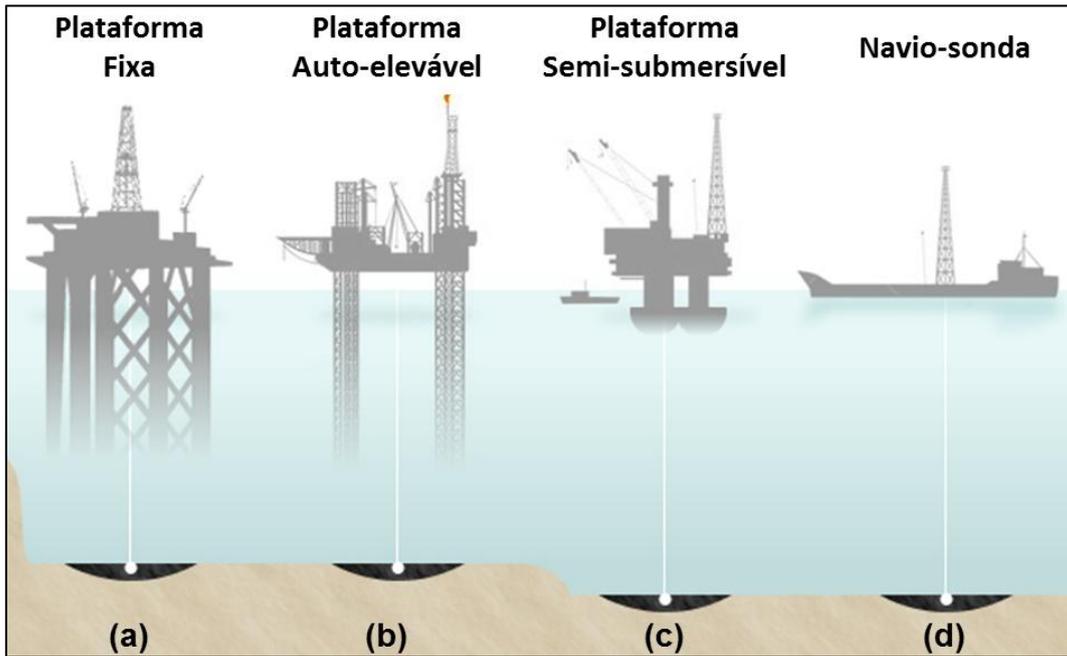


Figura 2.11: Tipos de plataformas

Plataformas *TensionLeg*

São plataformas usadas para desenvolvimento de campos. Sua estrutura é bastante similar à plataforma semi-submersível, sendo que suas pernas principais são ancoradas no fundo do mar por meios de cabos tubulares Figura 2.12.

O grau de flutuação da plataforma possibilita que as pernas mantenham-se tracionadas, reduzindo severamente o movimento da plataforma. Assim, as operações de perfuração e de completação são similares as das plataformas fixas.



Figura 2.12: Plataforma *TensionLeg*

2.1.3.2 Produção de Petróleo

Fluidos Produzidos

Um comportamento padrão esperado para um reservatório de petróleo é que ele produza óleo, gás natural e água. Assim, um reservatório típico apresenta uma vazão de produção de óleo, uma vazão de produção de gás e uma vazão de produção de água (Thomas, 2001). A Figura 2.13 apresenta esquematicamente os fluidos existentes no reservatório e o que resulta quando eles são levados à superfície.

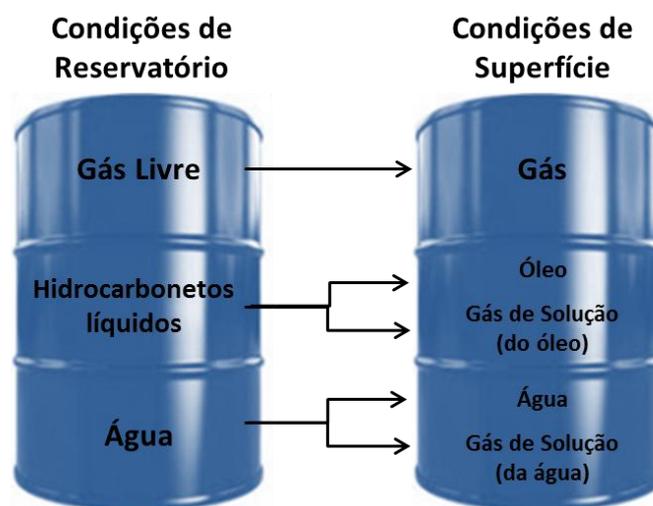


Figura 2.13: Fluidos no reservatório e na superfície

As vazões são sempre expressas nas condições de superfície, como, por exemplo, metro cúbico *standard* por dia ($m^3\text{std}/\text{dia}$) ou barril *standard* por dia (*stb/dia*). As condições de superfície correspondem à pressão de 1atm e temperatura de 20°C.

Produção de óleo: O óleo é a parte dos hidrocarbonetos que permanecem no estado líquido quando a mistura é elevada para a superfície. Quando se diz que um poço está produzindo com uma vazão de 100 $m^3\text{std}/\text{dia}$ de óleo, significa que a mistura líquida que sai diariamente do reservatório através daquele poço, 100 m^3 permanecem no estado líquido na superfície. Esta é uma maneira muito prática de exprimir os volumes, em primeiro lugar, porque as medições são feitas na superfície e, em segundo, porque é esse volume que interessa comercialmente.

Produção de gás: O gás produzido é o resultado da composição de três partes. Uma parte é proveniente dos hidrocarbonetos que, nas condições de temperatura e pressão do reservatório, já se encontram no estado gasoso e é denominado gás livre. A segunda parte é o gás contido na solução do óleo, isto é, os hidrocarbonetos que se encontram dissolvidos no óleo nas condições do reservatório e se vaporizam quando a mistura é levada para as condições de superfície. A terceira parte é o gás que se encontra dissolvido na água nas condições do reservatório. Normalmente essa parcela é desprezível, sendo desconsiderada nos cálculos das produções.

Produção de água: Além dos hidrocarbonetos, é bastante comum a produção de água. A quantidade de água produzida vai depender das condições em que ela se apresenta no meio poroso. Apesar de água estar sempre presente nos reservatórios, nem sempre a sua quantidade, expressa pela sua saturação, é suficiente para que ela se desloque. Existe uma saturação mínima de água a partir da qual ela se torna móvel. Essa saturação depende da rocha e dos fluidos nela contidos. Se a saturação de água for menor que esse valor mínimo, não haverá fluxo e, conseqüentemente, não haverá produção de água a partir dessa rocha. A água produzida também pode ter origem em acumulações de água, chamadas aquíferos, que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos, ou pode ser devida à água injetada em projetos que visam aumentar a recuperação de óleo.

Métodos de Recuperação

Os reservatórios que retêm grandes quantidades de hidrocarbonetos, após a exaustão da sua energia natural, são fortes candidatos ao emprego de uma série de processos que visam à obtenção de uma recuperação adicional. Esses processos são chamados de métodos de recuperação, que, de uma maneira geral, tentam interferir nas características do reservatório que favorecem a retenção exagerada de óleo (Thomas, 2001).

Quase tão antigos quanto a indústria do petróleo, os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada. A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação é todo o reservatório, independentemente da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado.

A vida produtiva de um reservatório de petróleo, particularmente quando se aplicam métodos de recuperação, se compõe de etapas que cronologicamente são

chamadas de recuperação primária, recuperação secundária, recuperação terciária, etc. A recuperação primária é a produção resultante da atuação da energia natural do reservatório. A um segundo esforço de produção (utilização de poços injetores) dá-se o nome de recuperação secundária; a um terceiro, de recuperação terciária; e assim por diante.

Este trabalho utiliza a recuperação secundária em sua simulação, através dos poços injetores, aumentando a vida produtiva do reservatório. Com o passar do tempo e o aumento da produção acumulada, a pressão do reservatório declina, tornando-se insuficiente para deslocar os fluidos até a superfície numa vazão econômica ou conveniente. Sendo assim, um fluido (neste caso água) é injetado no reservatório e o óleo é deslocado para fora dos poros da rocha. À medida que a água penetra no meio poroso, o óleo é empurrado na direção dos poços de produção.

Existe uma grande diversidade na maneira de se executar a injeção de um fluido, porém deve-se avaliar a viabilidade técnica e econômica. Uma etapa de grande importância no projeto de injeção é a definição do esquema de injeção, isto é, a maneira como os poços de injeção e de produção vão ser distribuídos no campo de petróleo.

2.2 Trabalhos Relacionados

Diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas com o intuito de se otimizar a produção de hidrocarbonetos visando melhorar o fator de recuperação dos reservatórios e buscando viabilizar comercialmente reservas de hidrocarboneto menores ou de mais difícil drenagem (Túpac, 2005; Almeida, 2003 e Nakajima, 2003). O plano de desenvolvimento de um campo é extremamente complexo, devido à quantidade de variáveis que devem ser consideradas. É necessário se analisar todo o sistema de produção e distribuição, fazer análises econômicas, previsões de produção e mercado. Todas as etapas do plano de desenvolvimento contribuem para o retorno do investimento e na decisão de se declarar a comercialidade de um campo.

Não é possível executar todas as etapas do plano de desenvolvimento simultaneamente, pois para isso seria necessário o conhecimento em diversas áreas distintas e o número de variáveis seria proibitivo para qualquer tentativa. O que é feito então é uma divisão das etapas do plano de desenvolvimento.

A fim de facilitar a tomada de decisões do especialista, vários trabalhos foram realizados, visando otimizar tanto a localização de poços quanto a localização de

plataformas. Alguns destes trabalhos são referenciados a seguir, tendo em vista algumas diferenças como, por exemplo, a metodologia utilizada e as variáveis e restrições consideradas.

Na década de 70 e 80, alguns autores já se preocupavam com o problema de otimização em questão. Devine & Lesso (1972) realizaram o primeiro trabalho significativo no problema de otimização da localização de plataformas. As variáveis de decisão são a quantidade, a capacidade e localização das plataformas. O objetivo é minimizar os custos de desenvolvimento. Foram consideradas plataformas fixas e poços direcionais partindo dessas plataformas aos objetivos no reservatório, cujas localizações estão em um espaço contínuo. No espaço contínuo as localizações das plataformas não estão restritas a um conjunto de possíveis locais. A rotina para a solução proposta é uma heurística denominada algoritmo para alternativas de localização-alocação. Essa rotina é um processo iterativo que consiste nos seguintes passos: (1) os objetivos no reservatório são designados a cada plataforma arbitrariamente; (2) a localização de cada plataforma é determinada de modo a reduzir os custos de perfuração direcional; (3) os objetivos são então realocados às plataformas para reduzir ainda mais os custos de perfuração; os passos (2) e (3) são repetidos até não haver alterações no custo total. Apesar do número ótimo de plataformas ser uma das variáveis de decisão, o procedimento não determina a quantidade de plataformas a empregar. O algoritmo deve ser repetido para cada plataforma considerada no problema. A solução ótima do problema de alocação depende da eficiência do algoritmo proposto no teste de todas as possibilidades de localização das plataformas e de alocação dos objetivos às plataformas. A metodologia proposta baseia-se no problema de localização de p -medianas, um problema clássico de otimização combinatória, onde o objetivo é localizar em uma rede, p nós (denominados medianas), de forma a minimizar a soma das distâncias de cada nó de demanda até sua mediana mais próxima. Este problema é de complexidade NP-completo, um problema de difícil trato computacional, atualmente solucionado por heurísticas mais modernas como os Algoritmos Genéticos.

Dogru (1982) utilizou a mesma metodologia de Devine & Lesso (1972) para a minimização do custo de desenvolvimento. Incluiu em seu trabalho a representação do campo de petróleo por uma rede de pontos e um procedimento para o particionamento desta rede. Para uma dada localização da plataforma, definiu uma área onde é possível perfurar poços direcionais respeitando os limites tecnológicos. Os pontos da rede representam as localizações dos objetivos no reservatório e as localizações das plataformas. O valor associado a cada ligação entre os pontos que representam os

objetivos de perfuração e a plataforma é a distância horizontal entre eles, definindo o custo de perfuração a ser minimizado. Dogru (1982) enfatizou que a solução ótima depende do número de posições testadas para posicionar as plataformas. Para problemas pequenos, é possível encontrar uma solução testando-se todas as possibilidades, mas, para problemas mais complexos, o tempo computacional torna-se proibitivo para procedimentos de busca exaustiva, tratando-se de um problema NP-completo como o de Devine & Lesso (1972).

Junior & Schiozer (2000) utilizaram simulação numérica de reservatórios e computação paralela para obter o número ideal de poços verticais produtores que deveriam ser perfurados e suas respectivas localizações no desenvolvimento de campos produtores de hidrocarbonetos no estágio inicial de exploração. Foram consideradas cinco funções-objetivo, sendo três econômicas e duas de parâmetros do reservatório: valor presente líquido – VPL, coeficiente de retorno – CR (VPL/investimentos atualizados), taxa interna de retorno – TIR, produção acumulada de óleo – NP e produção acumulada de gás – GP. A escolha do melhor resultado é obtida quando o mesmo satisfizer a maximização da maioria das funções-objetivo. Uma desvantagem é o simulador avaliar todas as possibilidades, ou seja, todo o espaço de busca é avaliado. Desta forma, o tempo de simulação se torna extenso aumentando o custo operacional.

Nakajima (2003) propõe uma metodologia, também baseada em simulação numérica, para auxiliar o processo de otimização do desempenho de poços horizontais no desenvolvimento de campos de petróleo. Uma vantagem é que além de considerar o cronograma dos poços, utiliza-se um número muito pequeno de simulações. No entanto, não garante a convergência.

Almeida (2003) utilizou Algoritmos Genéticos e Algoritmos Culturais para otimizar a quantidade e localização de poços, verticais e horizontais, tanto produtores quanto injetores, porém apenas poços com completação molhada. A fim de testar a metodologia, foram estudados casos com dois modelos de reservatórios sintéticos, sendo um homogêneo e outro heterogêneo e foram obtidos bons resultados, comprovando que a metodologia é capaz de encontrar boas configurações.

Túpac (2005), assim como Almeida (2003), otimiza a quantidade e a localização de poços, utilizando Algoritmos Genéticos, onde a função de avaliação, fundamentada no cálculo do VPL da alternativa, é calculada a partir da obtenção das curvas de produção e cenário econômico existente. As curvas de produção, por sua vez, são obtidas ora por simulador de reservatório ora por modelos de aproximação baseados em Redes Neurais e em um modelo híbrido Neuro-Fuzzy hierárquico. Como

estudo de casos foram realizados testes com os mesmos modelos de reservatórios utilizados em Almeida (2003), apresentando resultados satisfatórios, tão bons quanto.

Utilizando apenas a técnica de Algoritmos Genéticos Emerick (2009) otimizou a quantidade, a localização e a trajetória dos poços produtores e injetores de água, sendo verticais, direcionais e horizontais. Para testar o modelo, foram utilizados modelos de reservatórios reais. Porém, as restrições de planejamento implementadas neste modelo, não contemplam poços com completação seca.

Dando continuidade ao trabalho de Emerick (2009), Messer (2009) tem como diferencial do modelo a utilização de poços multilaterais na otimização, ou seja, o modelo passa a não só considerar número, localização e trajetória de poços como também número, ângulo e posição das laterais de cada poço, porém apenas poços com completação molhada.

Utilizando a técnica de Algoritmos Genéticos, este trabalho contempla a otimização do número, localização e trajetória de poços, verticais, direcionais e horizontais, tanto produtores como injetores de água e ainda a otimização do posicionamento da plataforma de produção. Uma das principais vantagens desse trabalho é a otimização conjunta da localização de poços e da plataforma, que é feita com intuito de adequar o *layout* submarino às restrições impostas pelo tipo da plataforma utilizada, seja ela apropriada para poços com completação molhada ou seca. Assim como em Emerick (2009), este trabalho também considera as seguintes restrições: limites de malha, células inválidas, número e tamanho máximo dos poços e distância mínima entre os poços. Além destas restrições, para que seja contemplada a otimização de poços com completação seca, o modelo também considera restrições específicas para este tipo de completação, sendo elas: a distância máxima para localização do ponto inicial dos poços dentro do reservatório e o ângulo de curvatura máximo dos poços. Os detalhes do modelo proposto são apresentados no Capítulo 4.