

2 Gerenciamento do Campo de Petróleo

O gerenciamento de reservatórios, algumas vezes referido como gerenciamento de ativos, dentro do contexto de reservatórios de petróleo, tem sido reconhecido nos últimos anos como uma importante ferramenta para as operações de produção de petróleo. Esse tipo de gerenciamento é usado com a finalidade de entender o desempenho do reservatório e, assim, tentar prever as diversas possibilidades de eventos futuros sob os mais variados cenários de desenvolvimento. Baseado nessas possibilidades poder-se-á optar pelo plano de desenvolvimento que maximize o valor do reservatório [6].

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 com características geológicas, fatores econômicos e decisões como alocação de poços, número de poços produtores e injetores, condições operacionais e cronograma de abertura dos poços [7]. O desenvolvimento de toda uma instalação sob um horizonte de planejamento envolve decidir onde perfurar os poços, a instalação de plataformas de produção e perfuração, a programação de perfuração de poços de petróleo, e o planejamento operacional das taxas de produção dos poços [3].

De acordo com a portaria nº 90 da Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de 31 de maio de 2000, o plano de desenvolvimento para campos de petróleo e gás natural é um documento que deve conter o programa de trabalho juntamente com seu respectivo investimento necessário para o desenvolvimento de uma descoberta. Nesse documento devem estar descritas as principais características do reservatório, o tamanho da reserva, a vazão máxima de produção esperada, a malha de drenagem e método de

recuperação, o número e características dos poços, os sistemas de coleta de produção, as unidades de produção, os processos de tratamento do petróleo, os sistemas de escoamento da produção, os investimentos envolvidos, a duração do desenvolvimento e o plano de desativação do campo. É necessário apresentar, também, o cronograma de atividades, que inclui a data de perfuração e abertura de cada poço, e tabelas contendo valores anuais de vazão de produção de petróleo, água e gás natural e de vazão de injeção de água e gás natural. Idealmente, um plano de desenvolvimento irá prover orientações ao longo do ciclo de vida do reservatório, ou pelo menos, até o ponto em que o nível de desempenho atingido esteja aquém do mínimo estabelecido, sob determinados critérios, e seja preciso reavaliar o plano [6].

Existem muitas alternativas no desenvolvimento de ativos de E&P e no caso do desenvolvimento de múltiplos campos há inúmeras decisões a serem tomadas [8] [9]. Definir a estratégia de produção e recuperação de hidrocarbonetos é importante para obter um melhor aproveitamento do reservatório. Este é um processo que requer muito tempo e esforço, pois é um problema que, devido à complexidade, não apresenta uma única solução, mas sim um conjunto de opções [7].

No contexto da otimização da produção de petróleo pode-se destacar a operação dos campos de petróleo. Ela está relacionada aos equipamentos e instalações de produção e de poços e ao desenvolvimento de campos de petróleo, no que concerne à quantidade e distribuição dos poços de desenvolvimento (não exploratórios), gerenciamento de campos de petróleo e cronograma de ativação de poços [10].

Quando não é dada a devida atenção à estruturação dos planos de desenvolvimento, tem-se normalmente como consequência um desempenho financeiro abaixo do desempenho esperado. Assim, uma vez determinados os indicadores chaves para se avaliar o valor de um campo, levando em conta as características do reservatório e as condições de superfície, o cenário sócio-econômico e as tecnologias disponíveis, é necessário estruturar todo o planejamento através de um cronograma [6].

Sabendo que um cronograma é um instrumento de planejamento no qual são definidas as atividades a serem executadas durante um período estimado, otimizá-

lo se torna uma tarefa difícil, pois significa encontrar um cronograma que ofereça redução de custos, prazos, melhor aplicação de recursos, etc.

2.1.1. Cronograma de Abertura de Poços

A execução simultânea de todas as etapas do plano de desenvolvimento é bastante complexa, uma vez que exige conhecimento em diversas áreas e envolve um número proibitivo de variáveis [11]. Diante das etapas do plano de desenvolvimento, este trabalho busca otimizar o cronograma de abertura dos poços, também conhecido como cronograma de ativação de poços.

O cronograma de abertura dos poços define quando cada poço, produtor e/ou injetor, iniciará sua vida produtiva. Contudo, apesar da facilidade de definição do termo, a tarefa de definição das datas de abertura de cada poço não é trivial. A análise de cronogramas é um problema de otimização bastante conhecido, todavia, alguns trabalhos apresentam algumas limitações em sua metodologia. No caso de [12] e [13], os autores ignoram a existência do cronograma e admitem que todos os poços produtores e/ou injetores são abertos simultaneamente.

Alguns trabalhos foram realizados a fim de otimizar o cronograma de perfuração ou ativação dos poços. Em [14] os autores buscaram otimizar o cronograma de perfuração dos poços através do método de *Simulated Annealing* combinado com simulação de reservatórios e análise econômica. A abordagem proposta varia a localização e a sequência de abertura dos poços produtores, estabelecendo um cronograma onde nos três primeiros anos deveriam ser perfurados três poços por ano, e no quarto, quinto e sexto anos, deveria ser perfurado um poço em cada ano, e a partir daí buscaram a melhor solução que indicasse quais poços seriam perfurados nessas datas.

Em [15] foi proposta uma metodologia para determinar o número adequado de poços produtores e injetores, e um cronograma de abertura, utilizando previsões de produção e injeção, geradas através de simulação de reservatório. Entretanto, a abordagem considera que todos os poços possuem os mesmos custos de perfuração e de produção e o mesmo tempo de perfuração, independentemente de sua geometria, tamanho e complexidade. Após estabelecer um intervalo

constante entre as aberturas dos poços, o valor presente líquido (VPL) de cada poço é calculado. Assim, a ordem de abertura dos poços produtores segue a ordem crescente do VPL e a ordem de abertura dos poços injetores segue a ordem decrescente dos VPL's.

Em [16] foram utilizados Algoritmos Genéticos para definir o cronograma de abertura de poços produtores e injetores a fim de determinar o VPL de um campo. Todavia, é otimizada apenas a ordem de abertura dos poços, estabelecendo um intervalo fixo de trinta dias entre as aberturas dos poços e, mais uma vez, a geometria, o tamanho e a complexidade dos poços não são considerados.

Neste trabalho, para a definição do cronograma de ativação de poços considerou-se o tempo para a interligação de cada poço (produtor e/ou injetor), uma vez que cada poço, após sua perfuração e completação, possui um tempo t (em dias) para sua interligação antes de iniciar sua vida produtiva. Com isso, é necessário que o poço tenha sido perfurado e completado antes da sua data de ativação (definida pelo cronograma).

Um diferencial deste modelo é propor um cronograma que define a ordem e o intervalo de abertura entre os poços, ajustando livremente as datas de abertura durante todo o tempo de concessão do campo. Além disso, este trabalho considera, também, a disponibilidade de plataforma para interligação, que pode ser um fator limitante na definição de sua data de abertura [4]. No caso de um aumento da demanda por contratação de sondas de perfuração, a disponibilidade desse tipo de equipamento pode ser cada vez menor e, conseqüentemente, o processo decisório deve levar isso em consideração. [17]. Para evitar a abertura de poços em datas muito próximas ao fim da concessão do campo, este modelo também leva em consideração o tempo mínimo de retorno financeiro dos poços. E ainda, preza individualmente os custos de perfuração e completação de cada poço, de acordo com a sua complexidade.

O cronograma de abertura dos poços depende, principalmente, do mecanismo de produção, que determina a capacidade do reservatório de manter por mais ou menos tempo a pressão no seu interior altera a necessidade de um intervalo de abertura maior ou menor entre os poços produtores e injetores [4] [18].

2.1.1.1. Mecanismos de Produção de Reservatórios

Segundo [4], o mecanismo de produção compreende as forças viscosas, capilares e gravitacionais que ditam o comportamento dos reservatórios de petróleo, e esse comportamento é influenciado por fatores como: características geológicas, propriedades rocha-fluido, mecanismos de escoamento e facilidades de produção. Em [19] um reservatório é descrito como sendo uma unidade onde todas as possíveis fontes de energia contribuem para a produção dos fluidos desse reservatório e determinam seu fator de recuperação.

Para que um poço entre em produção é necessário que o potencial do fluido no interior do poço seja inferior ao potencial do fluido presente no reservatório, uma vez que o fluxo se processa no sentido de potenciais decrescentes [18]. Com isso, o fluido presente nas adjacências do poço tende então a se despressurizar devido ao contato com uma zona de pressão inferior, apesar de o contato com o fluido do restante do reservatório tentar manter sua pressão [4] [18]. Para conseguir vencer toda a resistência oferecida pelos canais porosos, com suas tortuosidades e estrangulamentos, e se deslocar para os poços de produção, é necessário que os fluidos contidos na rocha tenham certa quantidade de energia (pressão), que é a manifestação mais sensível da energia do reservatório [18].

Essa energia necessária para que os fluidos contidos numa rocha-reservatório possam ser produzidos é chamada de energia natural ou primária [20]. Ela 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 fluidos, é necessário que outro material ocupe o espaço poroso antes ocupado pelos fluidos produzidos [1] [18].

De acordo com [18], a produção de fluidos é devida a dois efeitos principais:

- a descompressão, que causa a expansão dos fluidos contidos no reservatório e a contração do volume poroso, e;
- o deslocamento de um fluido por outro como, por exemplo, a invasão da zona de óleo por um aquífero.

Assim, o conjunto de fatores que desencadeiam os efeitos da produção de fluidos é chamado de mecanismo de produção de reservatório [20]. Os principais

mecanismos de produção de reservatório são: Mecanismo de Gás em Solução, Mecanismo de Capa de Gás e Mecanismo de Influxo de Água, onde os dois primeiros são mecanismos exclusivos de reservatórios de óleo, enquanto que o mecanismo de influxo de água pode ocorrer tanto em reservatórios de óleo quanto em reservatórios de gás. Existe ainda o Mecanismo de Segregação Gravitacional que, pelo efeito da gravidade, colabora para o desempenho dos outros mecanismos [1] [18].

Em [18] afirma-se que a partir da análise do comportamento de um reservatório e da comparação desse comportamento com os comportamentos característicos de cada mecanismo, pode-se estabelecer o mecanismo dominante do reservatório sob investigação. Em [21] acrescenta-se a importância de se conhecer o mecanismo dominante em um reservatório para encontrar a melhor forma de produzir os fluidos contidos na jazida.

Podem ocorrer situações em que mais de um mecanismo atue simultaneamente no mesmo reservatório, sem que um predomine sobre o outro, o que caracteriza um Mecanismo Combinado [1] [18]. Todavia, de acordo com [19], os reservatórios podem ser apontados como tendo predominantemente um tipo principal de mecanismo de produção em relação ao qual todos os outros mecanismos têm um efeito negligenciável. A seguir são descritos os mecanismos de produção citados.

Gás em Solução

O mecanismo de gás em solução consiste em produzir o óleo com a própria energia do reservatório, devido ao gás dissolvido dentro dele. Isso se aplica a reservatórios que não estão associados a grandes massas de água ou de gás natural. Nesse caso, a produção ocorre devido à energia que se encontra armazenada na própria zona de óleo [5] [21].

Com a produção, a pressão do reservatório diminui continuamente causando a expansão dos fluidos e a diminuição do volume poroso. Entretanto, devido à baixa compressibilidade dos fluidos e da formação, a pressão cai rapidamente até que se atinja o ponto de bolha, que é a condição de temperatura e de pressão (mais conhecida como pressão de bolha) na qual as frações mais leves do óleo começam a se dispersar [1] [5] [18]. Devido à alta compressibilidade do gás, ele se expande

mais que o óleo, conseguindo deste modo retardar a queda da pressão. O gás passa, então, a deslocar o líquido para fora do meio poroso, a partir daí se inicia propriamente o mecanismo de gás em solução [4] [5].

Apesar das bolhas de gás diminuírem a permeabilidade relativa do óleo, elas retardam a diminuição da pressão, devido à sua alta compressibilidade. Isso ocorre porque inicialmente as bolhas de gás ainda não formam uma fase contínua [4]. Por esse motivo, em [20] afirma-se que a principal fonte de pressão, em reservatórios com mecanismo de gás em solução, é a liberação e expansão do gás para o óleo à medida que a pressão é reduzida.

A Figura 2.1 ilustra um reservatório com mecanismo de gás em solução, onde existe uma acumulação de hidrocarbonetos líquidos em uma estrutura isolada. Nota-se que suas fronteiras não permitem fluxo em qualquer sentido, impedindo a penetração de fluidos que possam expulsar a mistura de hidrocarbonetos para fora da jazida de óleo. Pode-se dizer então que a produção é o resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e passa a se dissociar da solução. Quanto mais a pressão cai, mais o gás se expande e mais líquido é deslocado [20].

Segundo [19], é possível identificar duas fases distintas em reservatórios com mecanismo de gás em solução, como mostram as Figuras 2.1(a) e 2.1(c), já que a Figura 2.1(b) representa transição entre a primeira e a última.

A primeira fase do mecanismo de gás em solução ocorre quando a pressão do reservatório está acima da pressão de bolha (reservatório subsaturado), onde todo gás se apresenta dissolvido no óleo. A segunda fase ocorre quando a pressão do reservatório está abaixo da pressão de bolha, passando a apresentar uma fase contínua de gás livre.

Entretanto, à medida que a pressão do reservatório vai diminuindo, mais hidrocarbonetos se vaporizam e o que antes eram algumas bolhas dispersas no líquido passam a aumentar até formar uma fase contínua de hidrocarboneto no estado gasoso [21]. Essa fração gasosa começa, então, a ser produzida preferencialmente [4], pois sua viscosidade é menor comparada ao hidrocarboneto líquido. Como o gás começa a ser produzido em grandes quantidades, ainda no começo da produção, ele leva consigo a energia do reservatório, uma vez que a pressão diminui rápida e continuamente [18].

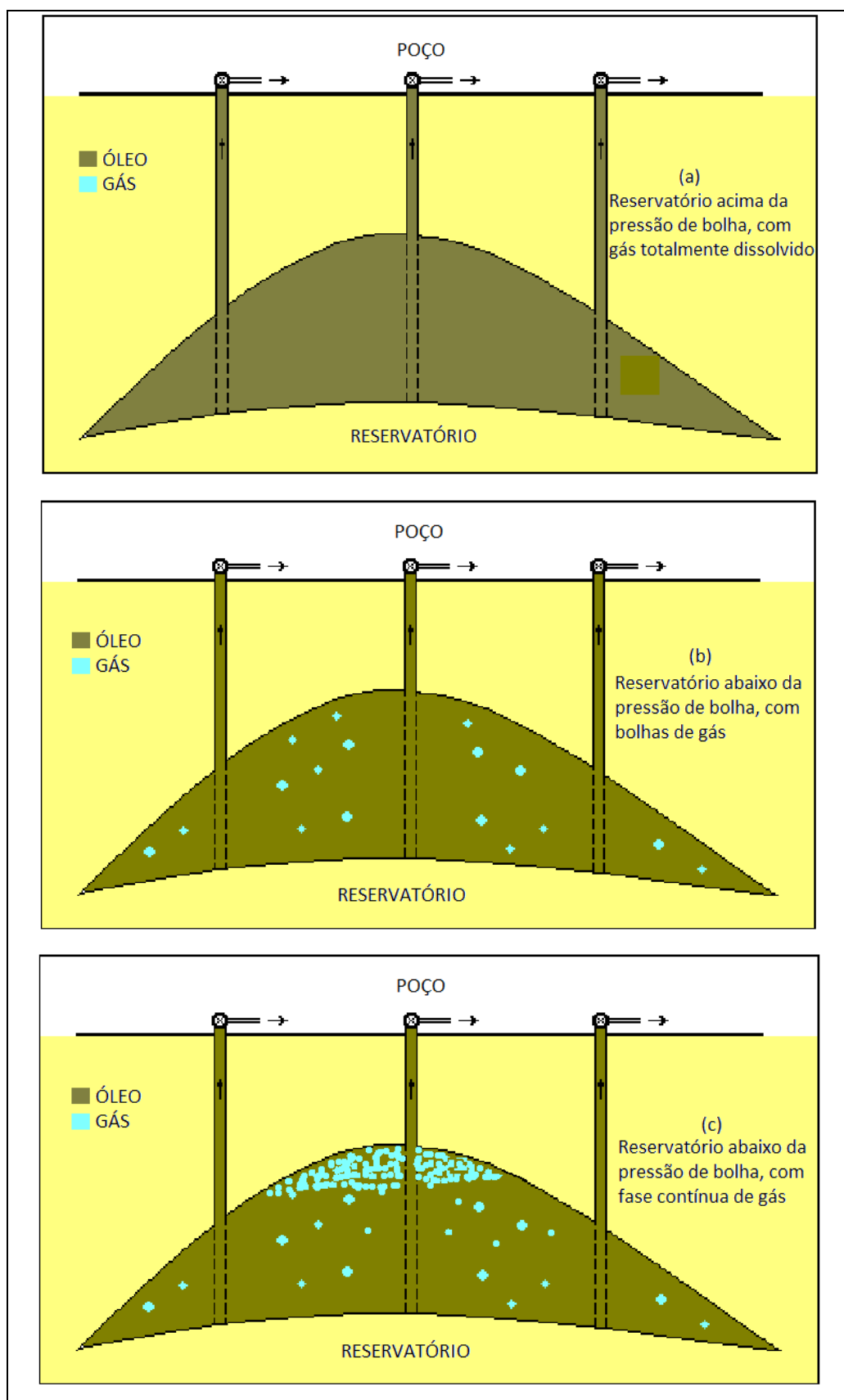


Figura 2.1: Reservatório com mecanismo de gás em solução

Segundo [18], nos reservatórios com este mecanismo de produção, a relação entre a produção de gás e a produção de óleo, chamada razão gás/óleo, é baixa no início e aumenta rapidamente até chegar ao valor máximo. Por outro lado, com o decréscimo da pressão, a vazão de produção de gás é reduzida e consequentemente a razão gás/óleo também, como mostra a Figura 2.2. Em [18] explica-se ainda que a redução na razão gás/óleo, logo após a pressão atingir valores menores que a pressão de bolha, é devida ao fato de a saturação de gás existente no reservatório ainda ser menor que a saturação crítica. Isso significa que a saturação de gás está abaixo do mínimo necessário para que esse gás flua, sendo, portanto, insuficiente para haver fluxo de gás em direção aos poços produtores.

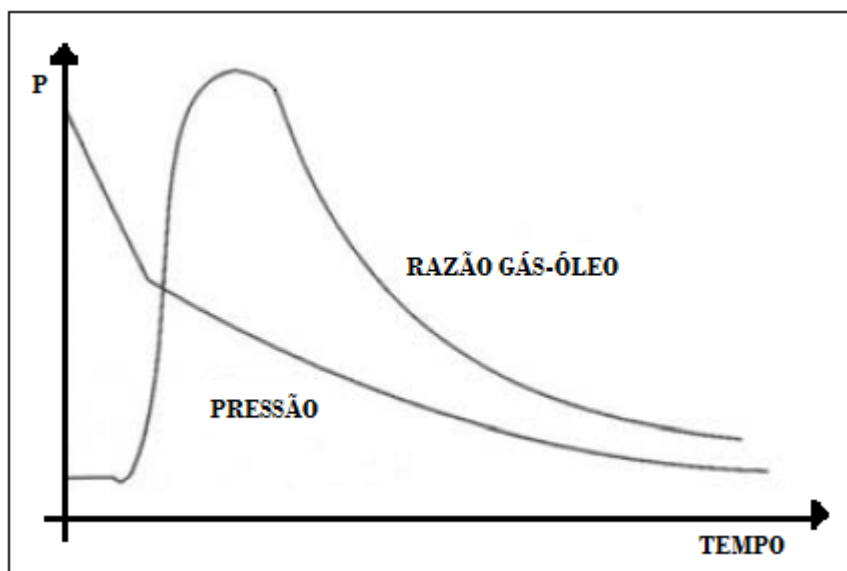


Figura 2.2: Características do mecanismo de gás em solução

Segundo [18], o fator de recuperação, em reservatórios com mecanismo de gás em solução é relativamente baixo, atingindo valores inferiores a 20% do volume original de óleo. Nesses casos, como a energia se esgota rapidamente, as vazões de produção se tornam antieconômicas muito cedo, impossibilitando a continuidade da produção [18]. Com isso, é necessário que o intervalo de abertura entre os poços produtores e injetores seja muito pequeno, a fim de recuperar o máximo de óleo possível.

Capa de Gás

Em um reservatório de petróleo, dependendo das condições de temperatura e pressão, pode haver duas fases em equilíbrio, uma líquida e outra vapor (gás livre). Como a fase vapor é menos densa que a fase líquida, o gás tende a se depositar na parte superior da superfície porosa do reservatório, formando a chamada capa de gás [18]. Assim, a própria compressibilidade do gás é responsável por fornecer energia para a produção do óleo [4].

A Figura 2.3 ilustra um reservatório com mecanismo de capa de gás. Em reservatórios deste tipo, a zona de líquido é colocada em produção, enquanto a zona de gás é preservada, já que a principal fonte de energia para a produção está no gás da capa [18].

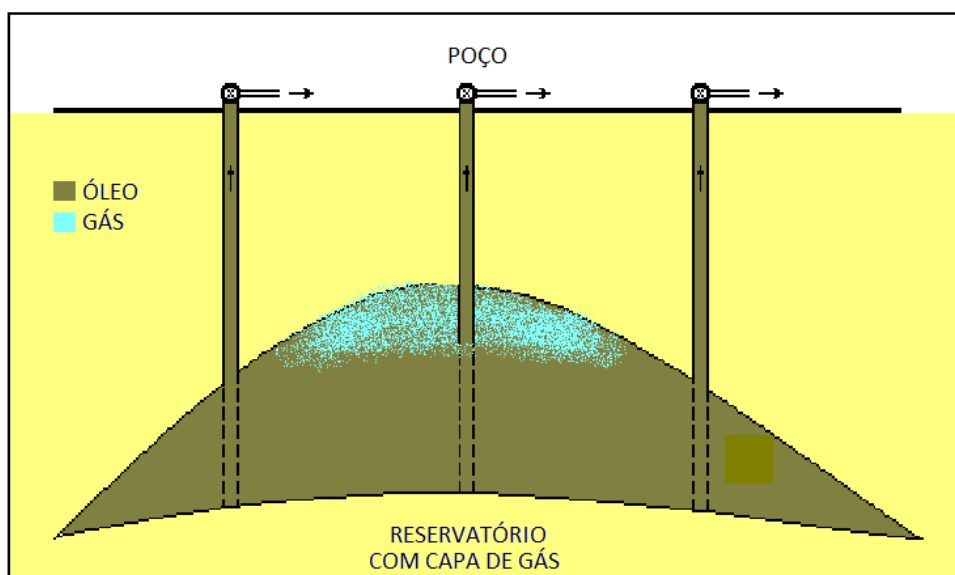


Figura 2.3: Reservatório com mecanismo de capa de gás

Quando se inicia a produção de óleo, a pressão dentro do reservatório é gradativamente reduzida pela retirada do fluido. Em contrapartida, o gás da capa se expande e penetra gradativamente na zona de óleo, empurrando o óleo em direção às facilidades de produção. Como o gás apresenta uma compressibilidade muito alta, a sua expansão ocorre sem que haja queda substancial da pressão e, com isso, os espaços que antes eram ocupados pelo óleo passam a ser ocupados pelo gás [20][21].

Segundo [21], o tamanho da capa de gás tem uma influência muito grande, de maneira que, quanto maior o volume da capa de gás quando comparado ao

volume de óleo (ambos medidos nas condições de reservatório), maior será a atuação da capa. Isso significa que a pressão no reservatório poderá ser mantida por mais tempo. Assim, em [4] explica-se que o posicionamento dos poços tem como critério escolher os intervalos de completação o mais distante possível da capa de gás (que expandirá com o tempo), mas não tão próximo do contato óleo-água (se houver), para não gerar uma grande produção de água.

Este mecanismo apresenta uma queda de pressão muito mais lenta quando comparado ao mecanismo de gás em solução. A razão gás/óleo na superfície aumenta conforme a capa de gás se expande e se aproxima dos poços produtores. A Figura 2.4 mostra o gráfico com as características deste mecanismo. De acordo com [4], o grau de atenuação na diminuição de pressão é função do volume de gás produzido e do volume da capa de gás.

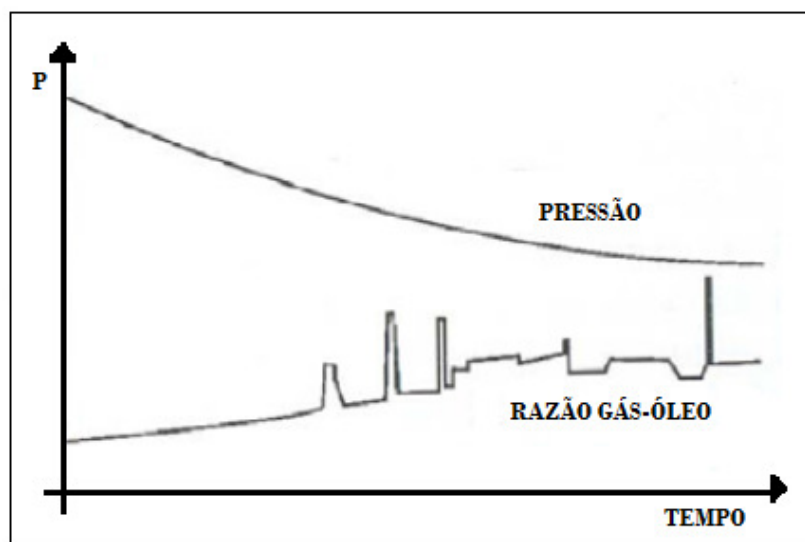


Figura 2.4: Características do mecanismo de capa de gás

Em reservatórios com mecanismo de capa de gás o fator de recuperação se encontra entre 20% e 30% [18]. Todavia, em [4] afirma-se que este fator pode chegar até 60% dependendo do mergulho do reservatório e do tamanho da capa de gás. Ainda segundo [4], uma capa de gás pequena seria de 10% do volume de óleo (nas condições do reservatório), enquanto uma capa de gás grande seria acima de 50% do volume de óleo. Assim, o intervalo de abertura entre os poços produtores e injetores não necessariamente precisa ser tão pequeno como no caso de reservatórios com mecanismo de gás em solução, mas o intervalo também não pode ser muito grande. Em [18] acrescenta-se ainda que é necessário um certo tempo para que a queda de pressão seja transmitida da zona de óleo para a capa de

gás e para essa se expandir, o que não ocorre apropriadamente com uma vazão de produção muito alta.

Influxo de Água

O mecanismo de influxo de água ocorre quando o reservatório de petróleo se encontra em contato direto com uma grande acumulação de água [5]. A essa formação saturada de água dá-se o nome de aquífero, que pode estar subjacente ou ligada lateralmente ao reservatório [20]. Na Figura 2.5 é possível observar um reservatório com mecanismo de influxo de água.

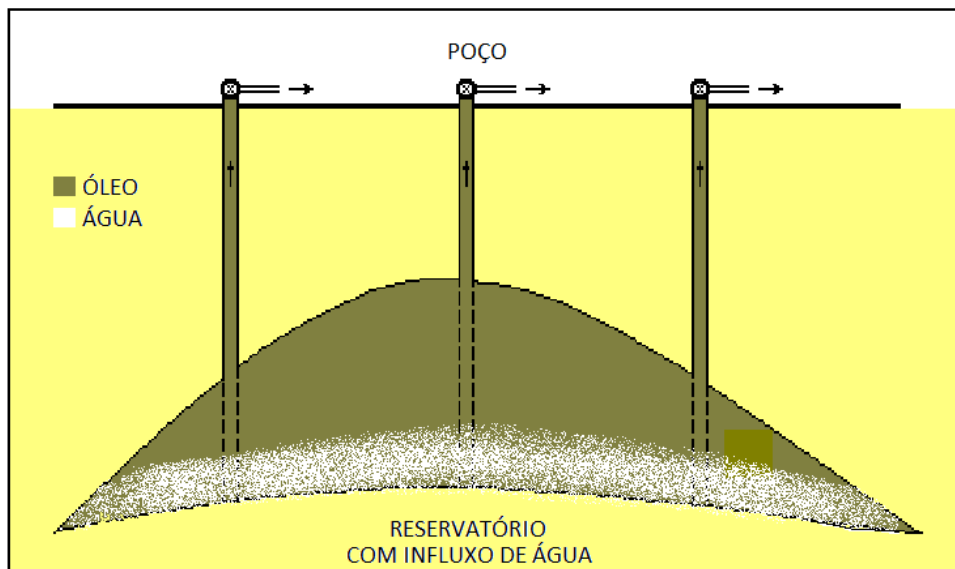


Figura 2.5: Reservatório com mecanismo de influxo de água

Quando o óleo começa a ser produzido, a pressão no reservatório cai lentamente e, de acordo com [21], isso provoca uma resposta do aquífero pela expansão da água nele contida e também através da redução do seu volume poroso. Com isso, o espaço poroso do aquífero não consegue manter toda a água contida inicialmente, causando uma invasão da zona de óleo pelo volume excedente de água, deslocando o óleo até os poços de produção e mantendo a pressão do reservatório. Este processo é contínuo, ou seja, a queda de pressão na zona de óleo causada pela produção desse fluido se transmite para o aquífero, que responde com a invasão de água na zona de óleo, o que acarreta a produção de mais óleo, e assim por diante [18] [20].

Segundo [20], para que este mecanismo atue é necessário que as alterações das condições de reservatório causem alterações no aquífero e vice-versa, e essas

influências só ocorrem se o reservatório e o aquífero estiverem intimamente ligados. Em [21] acrescenta-se que para o funcionamento correto deste mecanismo é necessário que o aquífero tenha grandes proporções, uma vez que as compressibilidades da água e da rocha serem pequenas. Assim, apenas grandes volumes de água e de rocha são capazes de produzir um grande influxo de água, necessários para manter a pressão do reservatório em níveis elevados e com boas vazões de produção, quando existe uma redução de pressão no reservatório.

Em [4] afirma-se que é necessário o controle da produção de óleo, visando minimizar a formação de caminhos preferenciais da água no seu percurso em direção ao poço, pois estes caminhos preferenciais, uma vez formados, dificilmente podem ser dissipados. Neste tipo de mecanismo a pressão decresce lenta e continuamente no tempo, enquanto a razão água/óleo se comporta de forma inversa, como pode ser observado no gráfico da Figura 2.6.

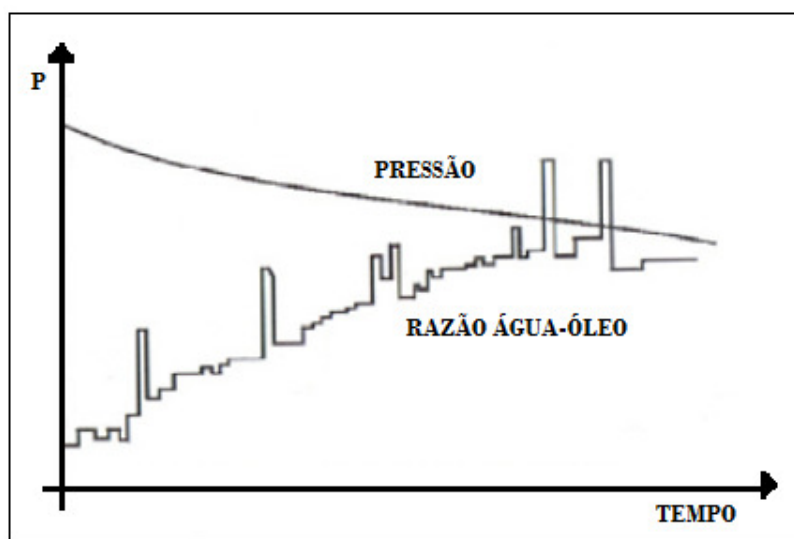


Figura 2.6: Características do mecanismo de influxo de água

O fator de recuperação de reservatórios com este tipo de mecanismo é normalmente alto, cerca de 30% a 40%, podendo chegar a valores de até 75%, dependendo do aquífero natural ou da eficiência com que a água desloca o óleo. Esse valor relativamente alto deve-se principalmente ao fato de que a pressão permanecendo alta, mantém as características dos fluidos próximas às originais [4] [20]. Por isso, o intervalo de abertura entre os poços produtores e injetores pode ser maior, comparado ao intervalo de reservatórios com mecanismo de capa de gás ou gás em solução, pois não há uma necessidade imediata de injeção de água.

Segregação Gravitacional

A gravidade é um efeito responsável pela melhoria do desempenho dos mecanismos de produção [20]. Isso porque a gravidade faz com que ocorra a segregação dos fluidos, isto é, os fluidos tendem a se arranjar dentro do reservatório de acordo com suas respectivas densidades [18] [20] [21]. Este mecanismo pode ser facilmente identificado em reservatórios com mecanismo de gás em solução e influxo de água, uma vez que ele atua na diferença de densidades entre os fluidos contidos no reservatório [18].

Em reservatórios com mecanismo de gás em solução, a segregação gravitacional faz com que o gás que está sendo dissociado do óleo forme uma capa de gás secundária. A diferença de densidade entre o gás e o óleo permite que o gás permaneça na parte superior do reservatório e o mesmo não se misture novamente ao óleo [1], como mostra a Figura 2.7. Nesse caso, o processo de segregação gravitacional depende da estrutura e de uma permeabilidade favorável ao fluxo na direção vertical.

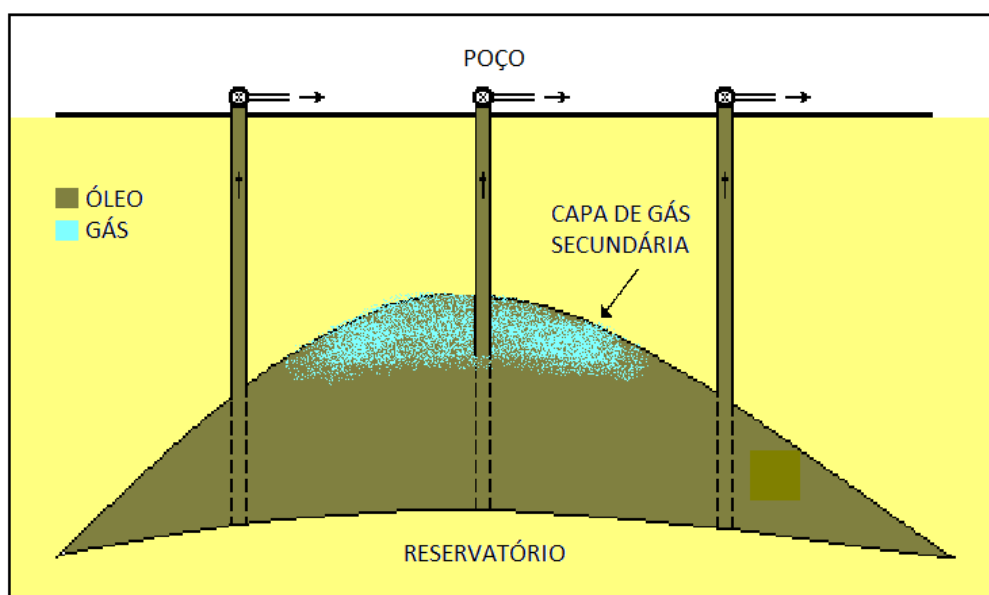


Figura 2.7: Reservatório com mecanismo de gás em solução sob efeito da segregação gravitacional

No caso de reservatórios com mecanismo de influxo de água, a segregação gravitacional atua impedindo que a água proveniente do aquífero ultrapasse o óleo, devido à diferença de densidade entre a água e o óleo, permitindo que o máximo de óleo seja produzido [20]. Para que o mecanismo de segregação

gravitacional seja observado no reservatório, é necessário produzir em vazões que permitam a manifestação desse fenômeno, pois, caso a vazão de produção seja muito alta, todos os fluidos passam a ser produzidos juntos [18].

Mecanismo Combinado

Um reservatório pode produzir com mais de um mecanismo de produção e, com isso, diz-se que a produção é resultado de um mecanismo combinado [1] [18] [20] [21]. A combinação mais comum entre mecanismos é capa de gás e influxo de água [4], como mostra a Figura 2.8.

Todavia, em algum momento, todo reservatório vai receber alguma contribuição do mecanismo de gás em solução. Isso ocorre, pois mesmo em reservatórios cujo mecanismo proporcione uma boa manutenção da pressão, com o passar do tempo a pressão do reservatório cai gradativamente até atingir a pressão de saturação e com isso o gás se dispersa [18].

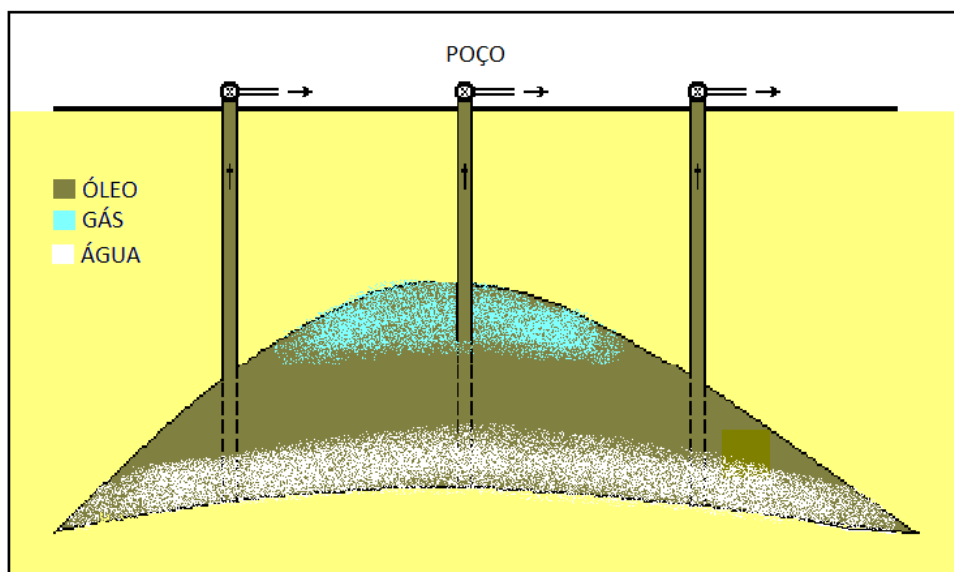


Figura 2.8: Reservatório com mecanismo combinado

Em [4] afirma-se que em reservatórios com mecanismos combinados, a contribuição de um dos mecanismos de produção é predominante em relação à contribuição dos demais mecanismos. Além disso, os mecanismos de deslocamento (capa de gás e influxo de água) são normalmente mais eficientes que os de depleção (gás em solução).