

6 Análise do Sistema de Produção

6.1. Introdução

A razão para perfurar e completar um poço de produção é tirar ou transportar o petróleo ou gás de sua posição original no reservatório até o tanque de armazenamento, no caso do petróleo, ou linha de venda, para o gás.

Para que ocorra o fluxo de fluidos num sistema de produção, é necessário que a energia dos fluidos no reservatório seja capaz de superar as perdas de carga nos diversos componentes do sistema. Os fluidos têm de escoar do reservatório para os separadores na superfície, passando pelas tubulações de produção dos poços, pelos equipamentos de cabeça de poço e pelas linhas de surgência.

A *figura 6.1* mostra um sistema de produção simples. Este sistema consiste em três fases:

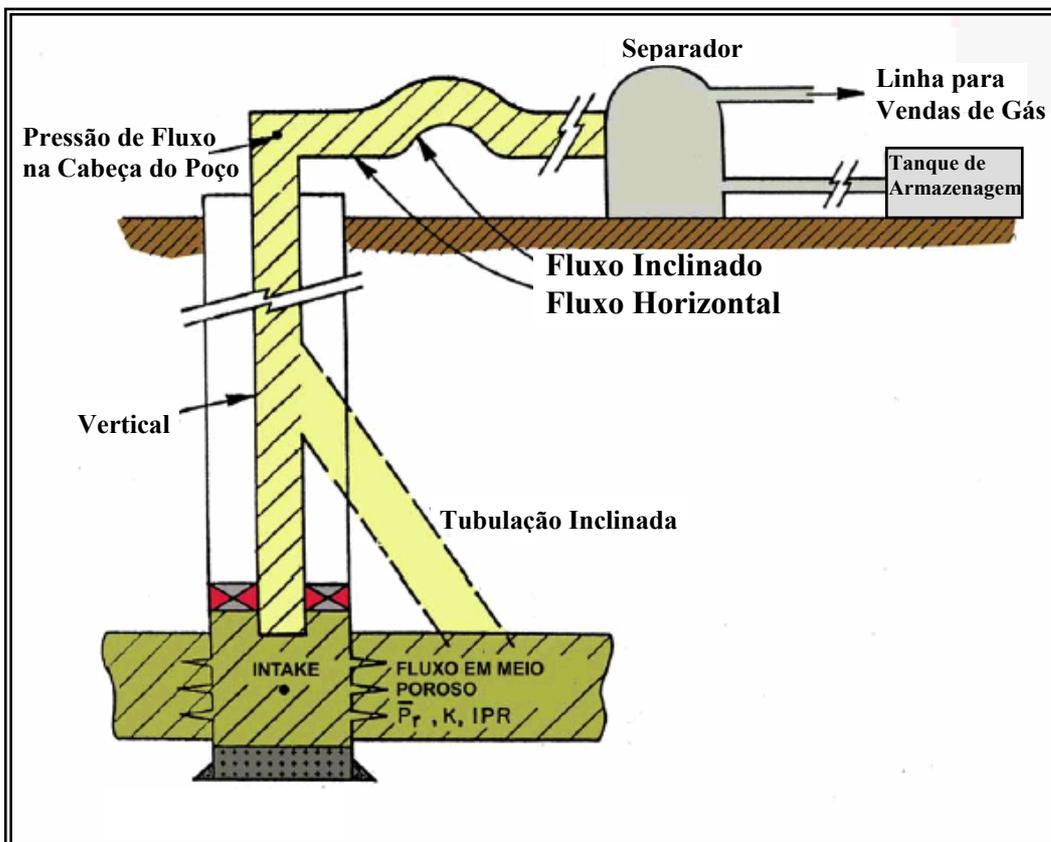


Figura 6.1 Sistema simples de produção

1. Fluxo através do meio poroso
2. Fluxo através da tubulação vertical ou direcional
3. Fluxo através da tubulação horizontal

A figura 6.2 mostra um sistema de produção complexo, ilustrando um número dos componentes onde ocorrem perdas de pressão que vão desde o reservatório até o separador. Inicializando do reservatório, são eles:

$\Delta p_1 = \bar{p}_r - p_{wfs}$	=	Perda de pressão em meios porosos
$\Delta p_2 = p_{wfs} - p_{wf}$	=	Perda de pressão através dos conhoneados
$\Delta p_3 = p_{UR} - p_{DR}$	=	Perda de pressão através das restrições
$\Delta p_4 = p_{USV} - p_{DSV}$	=	Perda de pressão através da válvula de segurança de subsuperfície
$\Delta p_5 = p_{wh} - p_{DSC}$	=	Perda de pressão através de chokes superficiais
$\Delta p_6 = p_{DSC} - p_{SEP}$	=	Perda de pressão em linhas de fluxo
$\Delta p_7 = p_{wf} - p_{wh}$	=	Perda de pressão total na tubulação de produção
$\Delta p_8 = p_{wh} - p_{SEP}$	=	Perda de pressão total em linhas de fluxo

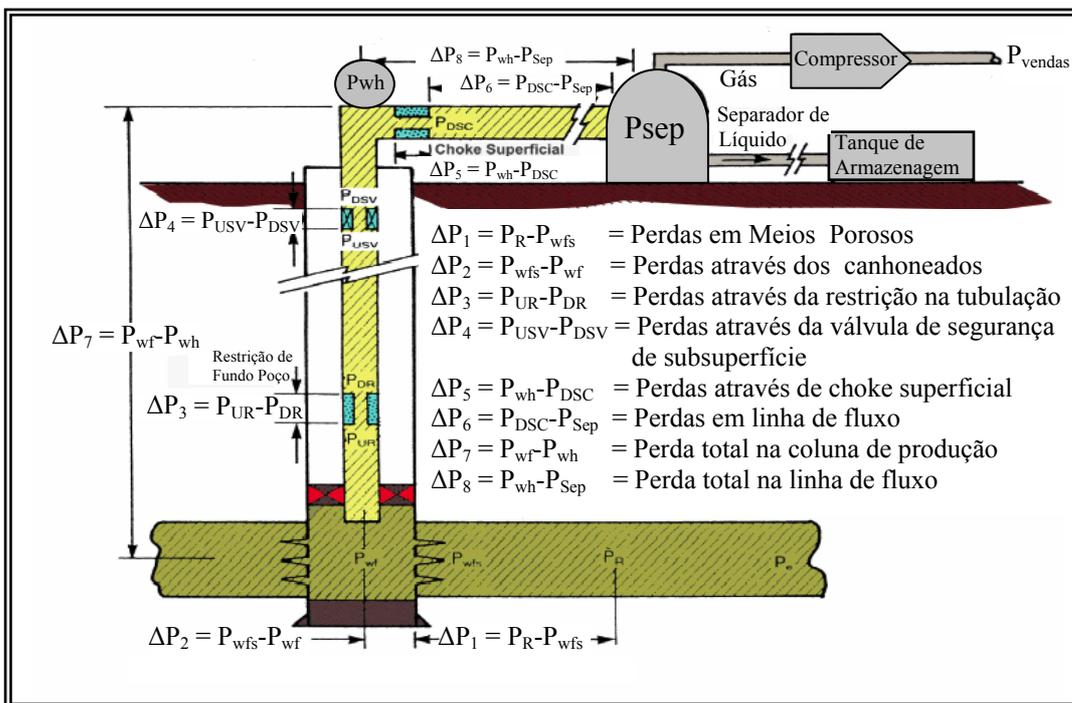


Figura 6.2 Possíveis perdas da pressão em um sistema completo

Em determinado tempo, a perda total de pressão num sistema é a pressão inicial (pressão média do reservatório) menos a pressão final do fluido (pressão do separador), $(\bar{P}_r - P_{sep})$. A análise das figuras mencionadas indica que esta queda de pressão é a soma das perdas de pressão em cada componente do sistema.

Uma vez que a queda de pressão através de algum componente varia com a vazão de produção, a vazão pode ser controlada pelo componente selecionado, sendo, portanto, muito importante a seleção e dimensionamento dos componentes individuais no estudo de um poço específico. Por outro lado, a interseção entre os componentes faz com que uma variação na queda de pressão de um deles possa modificar o comportamento dos outros, em consequência da compressibilidade do fluido, e da própria interconexão dos componentes.

Embora todos os componentes de uma configuração específica possam independentemente ser analisados, o desenho final não pode ser separado em dois subsistemas. Deve, portanto, ser analisado como uma unidade, posto que a quantidade de gás fluente do reservatório para o poço depende da queda de pressão no sistema de tubulação.

Experiências passadas mostraram que foi gasta uma grande quantidade de dinheiro para estimular a formação, quando a capacidade de produção do poço era na verdade restrita porque a tubulação ou a linha de fluxo eram extremamente pequenas. Outro exemplo de erro no projeto do poço é instalar tubulações de grande diâmetro. Em poços onde é esperado inicialmente uma vazão de produção muito alta, as tubulações de produção de maior diâmetro podem causar acúmulos de líquido no fundo do poço devido à segregação gravitacional. Assim, a vazão de produção acabará sendo reduzida, necessitando-se introduzir prematuramente equipamentos de elevação artificial. Sem dúvida, tal prática resultaria em perdas econômicas.

A inter-relação entre a vazão e a pressão é aproveitada pela Análise Total para resolver muitos problemas apresentados pela excessiva resistência ao fluxo e grandes variações na vazão durante a vida produtiva de um poço, na etapa de surgência natural ou na de levantamento artificial. Neste trabalho, estudaremos a etapa de surgência natural.

Cabe destacar que a análise total aqui mencionada considera o regime permanente de fluxo em todos os componentes do sistema. No entanto, como a

pressão do reservatório geralmente decresce com o tempo, a aplicação do método em pauta implicará na consideração de uma sucessão de regimes permanentes a cada tempo.

6.2 Revisão bibliográfica

Em 1979, *Joe Mach, Eduardo Proaño, Kermit E. Brown*¹³ apresentaram um sistema de análise global para avaliar efetivamente um sistema completo de produção. Foram considerados todos os componentes, iniciando com a pressão do reservatório e finalizando no separador. Isso inclui o fluxo através de meio poroso, o fluxo através das perfurações e completações, o fluxo através da sarta de produção com passagem por uma possível restrição no fundo do poço e válvula de segurança, o fluxo na linha de fluxo horizontal, com passagem através de um *choke* superficial e seguindo para o separador.

Várias posições ou componentes são selecionados como nós e as quedas de pressão são convergidas para aquele ponto a partir de ambas as direções. Os nós podem ser efetivamente selecionados de modo a demonstrar melhor o efeito da capacidade de influxo, perfurações, restrições, válvulas de segurança, *chokes* superficiais, sarta de produção, linhas de fluxo e pressão do separador.

As correlações apropriadas de fluxo multifásico e equações para restrições, *chokes*, etc. devem ser incorporadas à solução.

Um meio efetivo de analisar um poço existente, fazendo modificações recomendadas ou planejando propriamente para um novo poço pode ser alcançados pelo análise de um sistema nodal. Tal procedimento oferece um meio de otimizar economicamente os poços em produção.

Em 1985, *Kermit E. Brown, James F. Lea*¹⁴, partindo do mesmo conceito de otimização do sistema global, desenvolveram os seguintes conceitos:

1. Determinar a vazão de fluxo na qual um poço de gás ou petróleo existente produzirá, considerando-se a geometria do furo do poço e as limitações de completação (primeiro pelo fluxo natural).
2. Determinar sob quais condições de fluxo (que podem estar relacionadas com o tempo) um poço será carregado ou morrerá.
3. Selecionar o momento mais econômico para a instalação de elevação artificial e assistir na seleção de um método de elevação otimizado.

4. Otimizar o sistema para produzir a vazão de fluxo objetiva de modo mais econômico.
5. Verificar cada componente do sistema do poço para determinar se está restringindo desnecessariamente a vazão de fluxo.
6. Permitir o reconhecimento rápido de formas de aumentar as vazões de produção, pela Gerência de Operação e pessoal de engenharia

A análise global é uma excelente ferramenta para otimizar a vazão de fluxo objetiva, tanto para poços de petróleo quanto para poços de gás. Um conceito errado muito comum é afirmar que há frequentemente dados insuficientes para se utilizar essa análise. Isso é verdadeiro em alguns casos, mas muitas melhorias assombrosas foram obtidas com poucos dados novos. O uso da análise total também incitou a obtenção de dados adicionais pela testagem apropriada de vários poços.

Outra declaração comum é de haver demasiados erros envolvidos na tubulação de fluxo multifásico ou nas correlações de linha de fluxo, fórmulas de completção, etc., para obter resultados significativos. Por causa desses possíveis erros, algumas vezes é difícil obter um gráfico total previsível para fazer a interseção exatamente na mesma vazão de produção do poço atual. Mesmo que as condições correntes não possam ser obtidas exatamente, no entanto, a análise pode mostrar um percentual de melhoria na produção com uma modificação, por exemplo, na pressão da cabeça do poço. Os possíveis aumentos previstos com frequência são bastantes precisos, mesmo sem uma correspondência exata com as vazões de fluxo existentes.

A análise total alterou completamente as filosofias de perfuração nos EEUU e encorajou a perfuração de densidade maior e o uso de completções de poço aberto, quando possível. Um dos mais importantes aspectos da análise total é que oferece aos engenheiros e gerentes uma ferramenta para reconhecer rapidamente os componentes que restringem as vazões de produção.

Embora isso não seja discutido neste documento, a análise global é utilizada para otimizar todos os métodos de elevação artificial. As previsões das vazões, juntamente com os requerimentos de potência para todos os métodos de elevação podem ser previstas, permitindo assim a seleção mais fácil dos métodos de elevação artificial.

A análise global, no entanto, não deve ser utilizada indiscriminadamente sem o reconhecimento do significado de todos os gráficos e de cada relação. Os engenheiros devem ser treinados e compreender as premissas que foram utilizadas para desenvolver os vários modelos matemáticos e descrever os componentes do poço. Também é necessário reconhecer um erro evidente e utilizar o julgamento prático. As experiências em diferentes áreas de operação podem indicar a precisão a ser esperada de várias correlações utilizadas na análise total de modelos de poços.

Em 1987, por *R.M Frear Jr., and J.P. Yu and J.R. Blair*¹⁵, a análise total é uma abordagem da análise do sistema que pode ser utilizado para otimizar um sistema de produção, como um poço de gás ou petróleo. Cada componente em um poço de um sistema de produção é incluído e analisado de modo a adquirir a vazão mais desejável com maior retorno econômico. O sistema começa com o reservatório e prossegue até o separador. Para efetivamente otimizar o sistema, cada componente deve ser avaliado separadamente em relação a todo o sistema de produção. O efeito de modificação de qualquer dos componentes pode ser muito importante e é capaz de ser exposto graficamente. No sistema analítico, um nó é preparado para uma corrente de fluxo de entrada (inflow) e fluxo de saída (outflow). Todos os componentes *upstream* do nó compreendem a seção de influxo, enquanto a seção de fluxo de saída consiste de todos os componentes *downstream* do nó.

A otimização da produção de poços de gás pela análise de sistema total contribuiu para os métodos de *gas-lift*, desenhos de estimulação e dimensionamento de tubulação, etc. Embora esta técnica analítica tenha sido proposta por *Gilbert* em 1954 com abordagem gráfica, ela tem sido utilizada nos EEUU. Duas razões contribuíram para que este método de análise fosse introduzido na indústria petrolífera, o avanço da tecnologia em métodos de medição e as aplicações computadorizadas, que permitem a medição precisa e cálculos rápidos de algoritmos complexos fornecendo dados facilmente compreensíveis.

Para os autores deste documento, a análise total é ilustrada através de dois casos de estudo, em cálculos manuais e aplicação computadorizada.

Uma aplicação computadorizada é necessária para uso da análise total, uma vez que cálculos iterativos são requeridos para todos os projetos de otimização

perfuração, tamanho de tubulação, tamanho do choke superficial e elevação artificial. Os cálculos manuais somente são usados como ilustração e para explicar a fórmula para os cálculos.

Os microcomputadores estão se tornando comuns na maioria dos operadores pequenos ou independentes, pois a era dos computadores começa a inserir-se em suas operações de negócios; são também usados para otimização de operações de produção.

A técnica da análise global provou ser um método poderoso para projetar e otimizar um sistema de produção. Essa técnica pode também ser utilizada para detectar e analisar o problema. Com o uso de microcomputadores, a técnica da análise global se tornará muito popular. De fato, o potencial total dessa técnica precisa ser explorado para todos os poços de produção. Seja em um poço novo ou antigo, a análise global fornece um meio de otimizar a produção futura. Como perfurar mais profundo, multi completação, desvio de poço e poço de armazenamento. Como a técnica permite mapear curvas de performance diferentes no mesmo gráfico, as previsões podem ser feitas sobre os efeitos de modificar e revisar qualquer sistema de produção como alternar o programa de produção na mesma tubulação (pipeline).

Desde que a análise global foi proposta em 1954 por *Gilbert*¹⁶, em 1964 *Nind*¹⁷ retoma o conceito, nos anos 80 *K. Brown*¹⁸ e *D. Beggs*⁴ levam sua difusão ao máximo, e seus métodos de solução têm sido essencialmente mantidos, o que pode ser observado nas diferentes aplicações apresentadas anteriormente por diferentes pesquisadores em diferentes épocas. A análise global tem contribuído para melhorar as técnicas de completação, produção e recuperação em muitos poços. O avanço ou desenvolvimento da tecnologia da computação permitiu fazer cálculos exatos e rápidos de algoritmos complexos. Em outras palavras, o avanço da tecnologia com novos equipamentos permitiu o desenvolvimento e a aplicação de novos recursos técnicos, tornando essa técnica de análise muito popular a partir da década de 90 com o aparecimento de softwares comerciais.

6.3

Aspectos gerais da análise global de um sistema de produção

A análise global é um procedimento de análise de um sistema de produção que requer:

Primeiro, a colocação dos nós, que podem encontrar-se em diferentes partes do poço. *Segundo*, a geração do gráfico total, pressão no nó versus vazão como uma ferramenta visual para determinar o parâmetro dominante do poço. Essas curvas geradas independentemente para cada segmento são interceptadas em um ponto que indica a capacidade produtiva do sistema para um arranjo particular de componentes, ver *figura 6.3*. A análise da figura mostra que a curva de fluxo de entrada (*inflow*) representa as pressões a montante (*upstream*) do nó e a curva de fluxo de saída (*outflow*) representa as pressões a jusante (*dowstream*) do nó.

Um nó é qualquer ponto no sistema onde haja interesse em se definir uma pressão de referência de um componente determinado. Relações matemáticas entre pressão e vazão podem ser desenvolvidas para nós contíguos.

A *figura 6.4* mostra os nós funcionais utilizados com mais frequência.

Todos os componentes *upstream* do nó compreendem a seção de fluxo de entrada (*inflow*), enquanto a seção de fluxo de saída (*outflow*) agrupa todos os componentes *dowstream*.

Uma vez selecionado o nó, as seguintes relações expressam sua pressão:

Entrada (Inflow) ao nó:

$$\bar{P}_r - \Delta P(\text{componentes a montante}) = P_{\text{nó}} \quad \text{eq.(6.1)}$$

$$\bar{P}_r = \text{Pressão média do reservatório, psia}$$

Saída (Outflow) do nó

$$P_{\text{sep}} + \Delta P(\text{componentes a jusante}) = P_{\text{nó}} \quad \text{eq.(6.2)}$$

$$P_{\text{sep}} = \text{Pressão do separador, psia}$$

Essas relações devem cumprir dois requisitos:

- 1) A vazão que ingressa no nó deve ser a mesma que sai (regime permanente).
- 2) Somente deve existir uma pressão no nó.

6.3.1 Pressões constantes

O nó 1 representa a pressão do separador, usualmente regulada em um valor constante. A pressão do nó 1A é usualmente constante e igual à pressão de

linha para venda ou pressão de descarga do compressor. A pressão no nó 1B é usualmente a pressão atmosférica (14,7 psia). Para o restante de nossa discussão, presume-se que a pressão do separador (P_{sep}) é constante para qualquer vazão de fluxo, e será referente ao nó 1. Embora a pressão do reservatório decresça durante a vida produtiva do campo, em cada etapa de cálculo da análise total essa pressão referida ao nó 8 será considerada constante. A pressão na saída do sistema é normalmente a pressão do separador, mas se o poço é controlado através de um choke na superfície a pressão fixa de saída pode ser a pressão da cabeça do poço (P_{wh}).

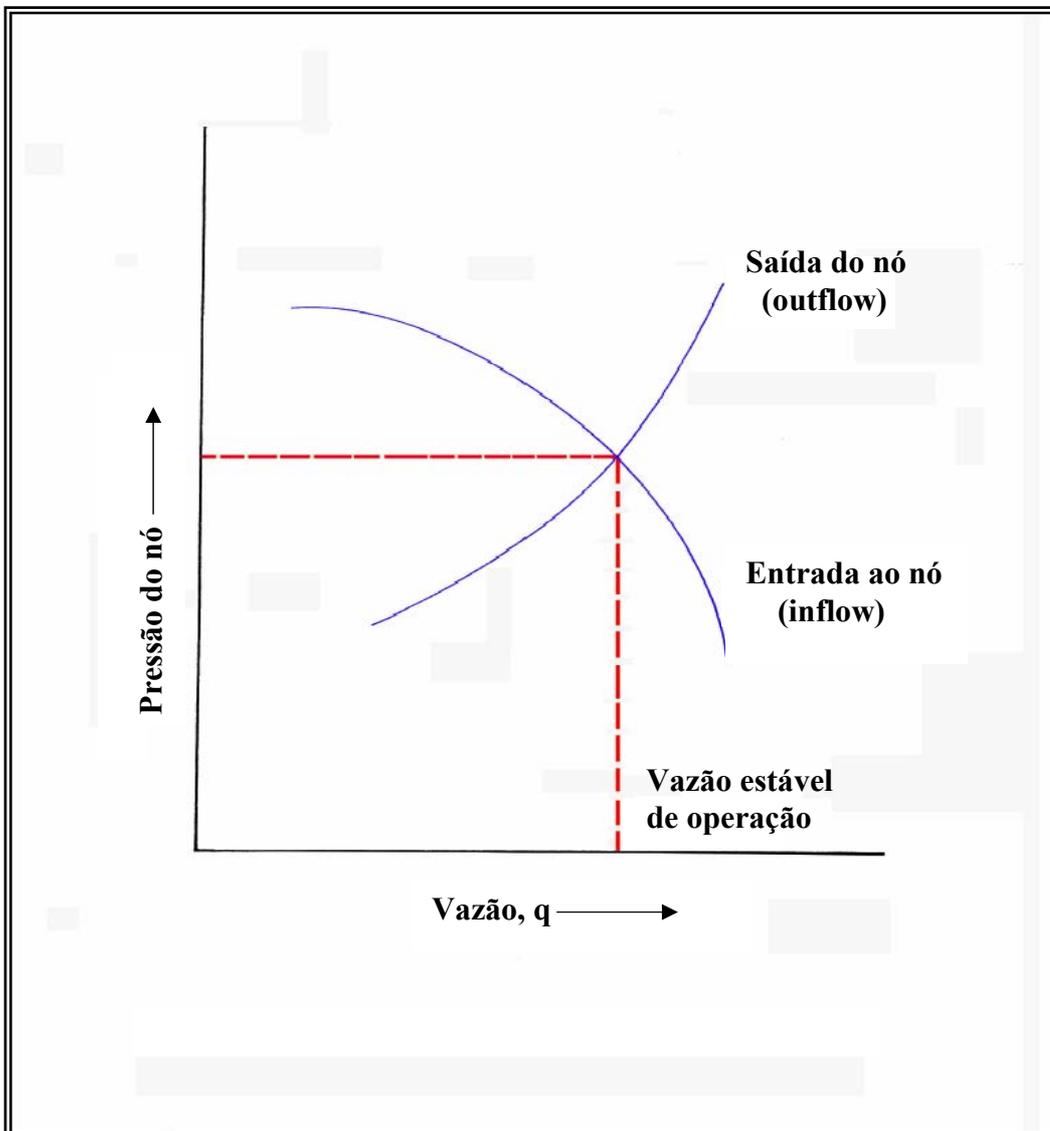


Figura 6.3 Determinação da capacidade de fluxo

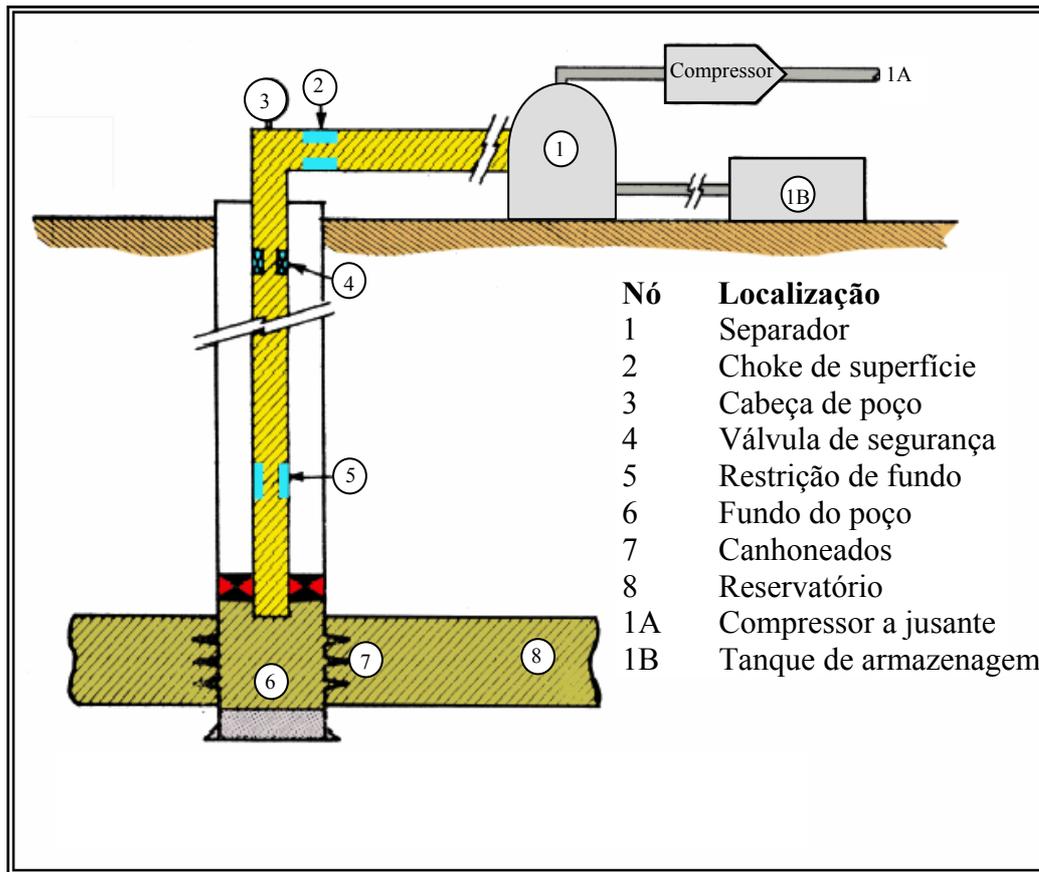


Figura 6.4 Localização de vários nós

6.3.2 Análise do sistema no fundo do poço

Um dos pontos habitualmente selecionados como nó solução para a análise de um sistema de produção simples ou complexo é o nó 6 (ver figura 6.4), colocado no fundo do poço, e no centro do intervalo perfurado. Isso permite isolar o reservatório do sistema de tubulações, dando a possibilidade de estudar dois efeitos. A mudança de diâmetro da tubulação mantém os parâmetros do reservatório constantes e o fenômeno de depleção do reservatório. A figura 6.5 mostra os componentes do reservatório.

A expressão do fluxo de entrada e de saída é, respectivamente:

Entrada (Inflow) ao nó:

$$P_{wf} = \bar{P}_r - \Delta P_{res} \quad eq.(6.3)$$

$$P_{wf} = \text{Pressão de fundo do poço, psia}$$

$$\Delta P_{res} = \text{Queda de pressão no reservatório, psia}$$

Saída (Outflow) do nó

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_{tub} \quad eq.(6.4)$$

$$P_{wh} = \text{Pressão na cabeça do poço, psia}$$

$$\Delta P_{tub} = \text{Queda de pressão na tubulação, psia}$$

6.3.2.1**Seleção do tamanho do tubo de produção**

Um dos mais importantes componentes no sistema de produção é o tubo de produção (*tubing string*). Cerca de 80% da perda total de pressão num poço de petróleo pode ocorrer pela movimentação dos fluidos desde o fundo do poço até a superfície. Um problema comum nos projetos de completação é selecionar um tamanho de tubo de produção baseado em critérios totalmente irrelevantes, como por exemplo o tamanho disponível ou o tamanho que foi instalado no passado. A seleção do tamanho do tubo de produção deve ser feita antes que o poço seja perfurado, porque o tamanho do tubo de produção indicará o tamanho do casing que por sua vez indicará o tamanho do poço. Não é possível fazer isso em um poço exploratório por falta de dados do reservatório, mas depois que o primeiro poço tiver sido perfurado, os dados estarão suficientemente disponíveis para planejar outros poços no mesmo campo.

A seleção também pode ser feita utilizando-se características de um reservatório, que podem então ser refinadas à medida que mais dados se tornem disponíveis.

À medida que a área do fluxo aumenta, a velocidade diminui, criando excessivo deslizamento, portanto, a condição de fluxo é instável e ineficiente; somando-se a acumulação do líquido no fundo do poço, haverá encharcamento de líquido, o que poderia ocasionar o afogamento ou morte do poço. Uma situação análoga apresenta-se em poços de baixa produtividade e diâmetros grandes de tubulação, *figura 6.6*. Por outro lado, tubos de produção muito pequenos restringirão a vazão de produção por causa da perda excessiva de atrito, *figura 6.7*

Um problema comum que ocorre na completação de poços de grande capacidade é instalar tubos de produção muito grandes para manter a segurança.

Isso com freqüência resulta numa vida fluente menor para os poços, à medida que a pressão do reservatório decresce e os poços começam a ficar encharcados.

A resposta da capacidade de produção com a variação da área de fluxo quando a pressão de fundo fluente é a pressão do nó está ilustrada nas *figuras 6.8*

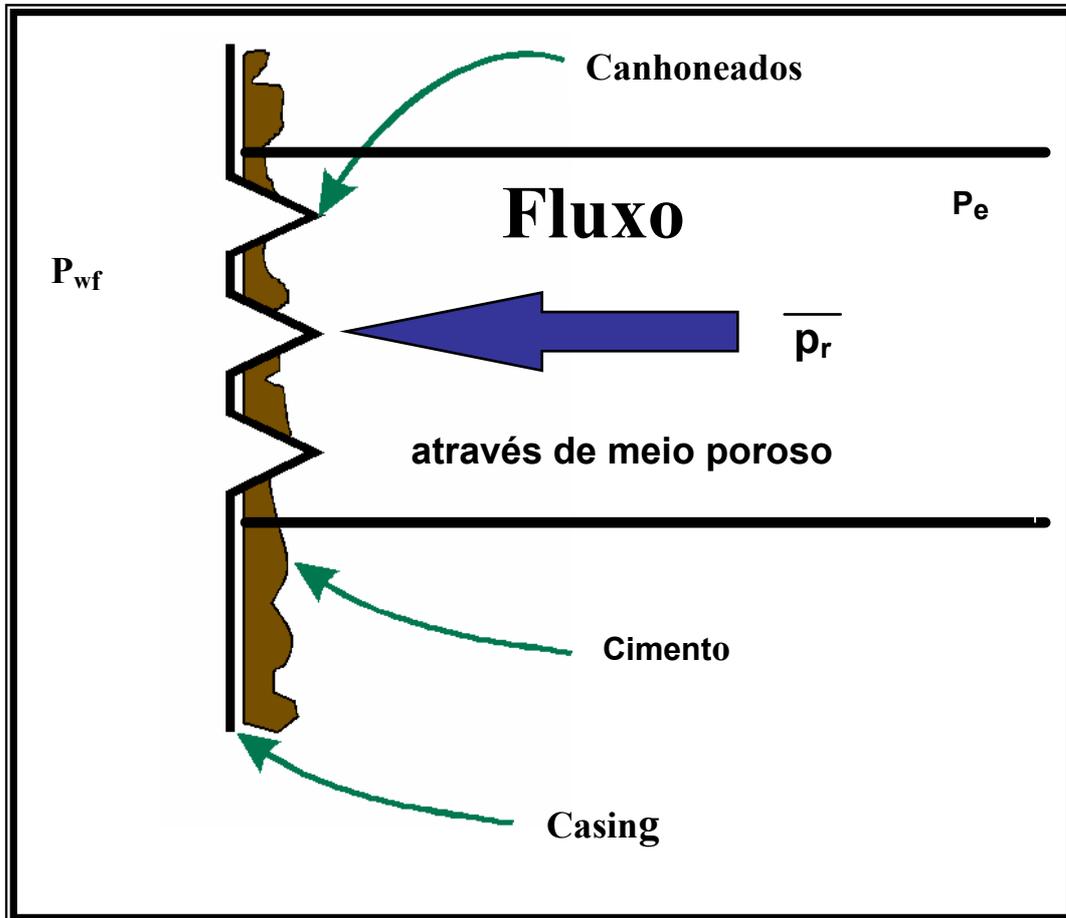


Figura 6.5 Componentes do reservatório

e 6.9. Ambas indicam que para um diâmetro d_2 maior que d_1 , a vazão q_2 ascende em uma certa porcentagem com respeito à vazão q_1 , estando portanto o poço restringido pelo comportamento de fluxo de saída (*outflow*). A severidade da restrição dependerá da porcentagem de acréscimo da vazão com a mudança de tamanho da sarta. Se para um $d_2 > d_1$ a vazão q_2 é aproximadamente igual à vazão q_1 a recuperação do fluido não justificará o custo do investimento efetuado com a mudança.

6.3.2.2 Efeito de Depleção

Ao isolar o componente do reservatório a partir do sistema de tubulação, a diminuição da capacidade produtiva com a queda de pressão do reservatório ao longo do tempo, é observada imediatamente construindo a curva do comportamento de fluxo de entrada (*inflow*) para diferentes pressões estáticas. Uma diferente curva do comportamento de fluxo de saída (*outflow*) tem de ser preparada para cada curva *inflow*, pois a razão gás-líquido e os cortes de água estão mudando, *figura 6.10*.

A interseção das curvas *inflow* e *outflow* para as mesmas condições de \bar{P}_R dá a capacidade de produção para essas condições.

Manter a produção numa vazão constante implica uma diminuição da pressão de fundo, à medida que a pressão do reservatório declina. Existem duas formas para conseguir isso, a primeira, instalando-se um compressor para reduzir a pressão do separador; a segunda, instalando-se uma linha de fluxo e tubulação de maior diâmetro para minorar a queda de pressão no sistema de tubulações. A *figura 6.11* mostra como a redução de pressão do separador ou de pressão de cabeça ajuda a manter a capacidade produtiva conforme ocorre o esgotamento, posto que para baixas pressões e médias na tubulação, o volume de gás incrementa diminuindo a retenção de líquido em caso de condensação excessiva, havendo assim queda de pressão hidrostática.

6.3.3 Análise do sistema na cabeça do poço

Com o posicionamento do nó solução (nó 3), a linha de fluxo é isolada facilitando as análises da sua mudança de diâmetro e da queda de pressão no conduto.

Novamente, o sistema total é dividido em dois componentes, constituindo o separador e a linha de fluxo um componente, e o reservatório e a sarta de tubulações um segundo componente. A *figura 6.12* mostra o primeiro componente. Pode-se observar que começa como a pressão de separação para encontrar a pressão de cabeça necessária para mover a vazão de fluxo presumido através da linha de fluxo ao separador. A *figura 6.13* mostra o segundo componente, que, com a pressão do reservatório, assume uma vazão que procede

para o centro do poço para obter a pressão de fundo, fazendo uso de uma equação de construção de IPR; com a pressão encontrada, continua em direção ao topo da sarta de tubulações para encontrar a pressão de cabeça requerida para uma série de vazões.

As pressões no nó para este caso estão fornecidas a seguir:

Entrada (Inflow) ao nó:

$$P_{wh} = \bar{P}_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} \quad eq.(6.5)$$

Saída (Outflow) do nó

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{lf} \quad eq.(6.6)$$

$$\Delta P_{lf} = \text{Queda de pressão na linha de fluxo, psia}$$

Procedimento de cálculo:

- ✚ Assumir vários valores de q_{sc} , e determinar o correspondente P_{wf} dos métodos de inflow performance.
- ✚ Determinar a pressão da cabeça do poço, P_{wh} correspondente para cada q_{sc} e P_{wf} determinada no passo 1.
- ✚ Traçar um gráfico P_{wh} vs q_{sc} .
- ✚ Utilizando uma pressão fixa do separador e as equações nas tubulações de fluxo, calcular P_{wh} para várias vazões de fluxo assumidas.
- ✚ Traçar um gráfico P_{wh} vs q_{sc} no mesmo gráfico do passo 3. A interseção dá somente o valor de P_{wh} e q_{sc} para um diâmetro de linha que irá satisfazer ambos os subsistemas. Ver *figura 6.14*

6.3.4

Análise do sistema no separador

Ao dividir o sistema com o compressor, os dois subsistemas consistem em: (1) o separador e (2) o reservatório, tubulação e linha de fluxo. Ver *figura 6.15*. A solução é obtida fazendo o gráfico P_{sep} vs q_{sc} , como P_{sep} calculado pela relação:

$$P_{sep} = \bar{P}_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{tub} - \Delta P_{lf} \quad eq.(6.7)$$

Procedimento de cálculo:

- Começar com a pressão do reservatório para calcular a pressão de fundo correspondente a cada vazão assumida
- Determinar a pressão de cabeça para cada P_{wf} e q_{sc} do passo 1, fazendo uso de uma correlação de fluxo vertical.

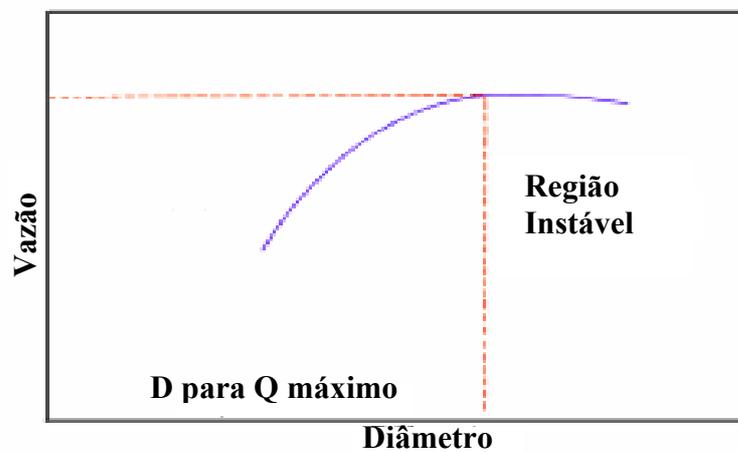


Figura 6.6 Condição instável por efeito do diâmetro

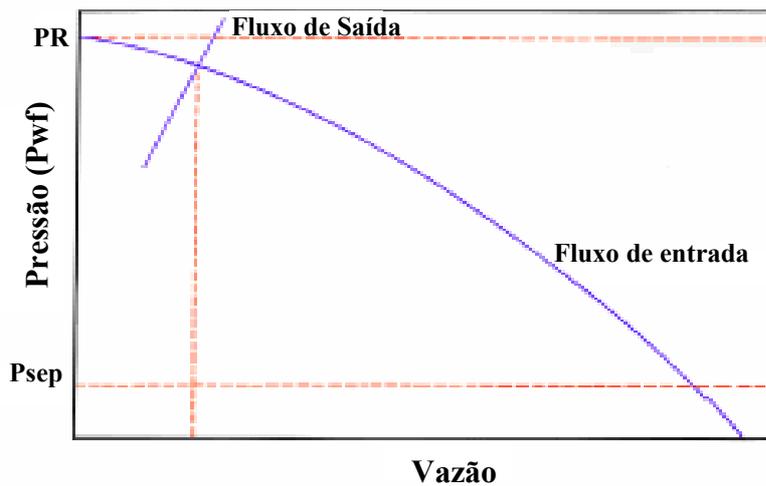


Figura 6.7 Poço Restringido pelo sistema de tubulação

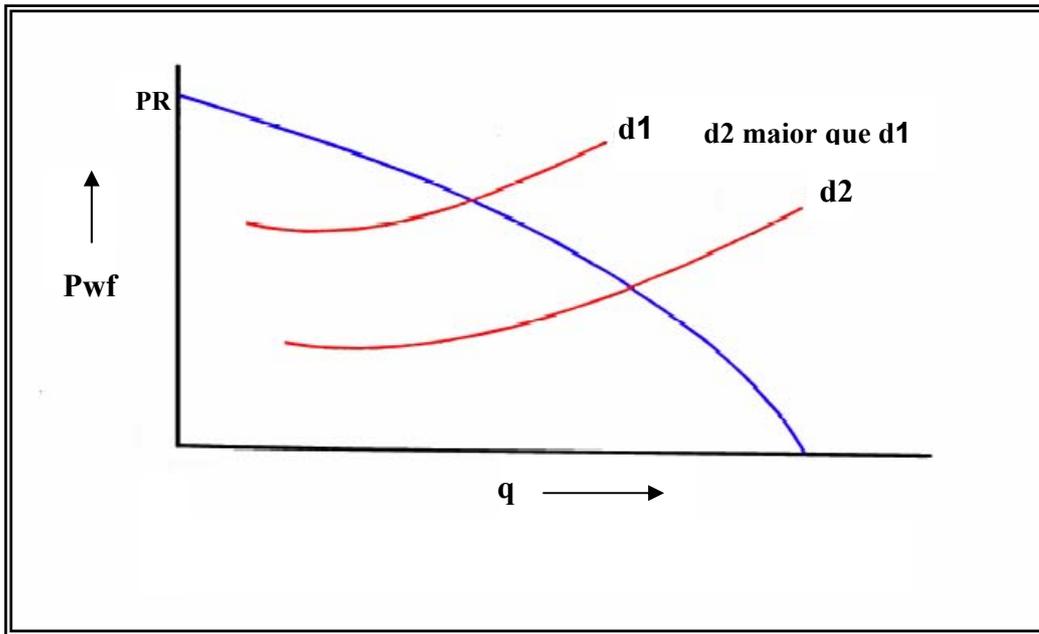


Figura 6.8 Efeito do tamanho da tubulação

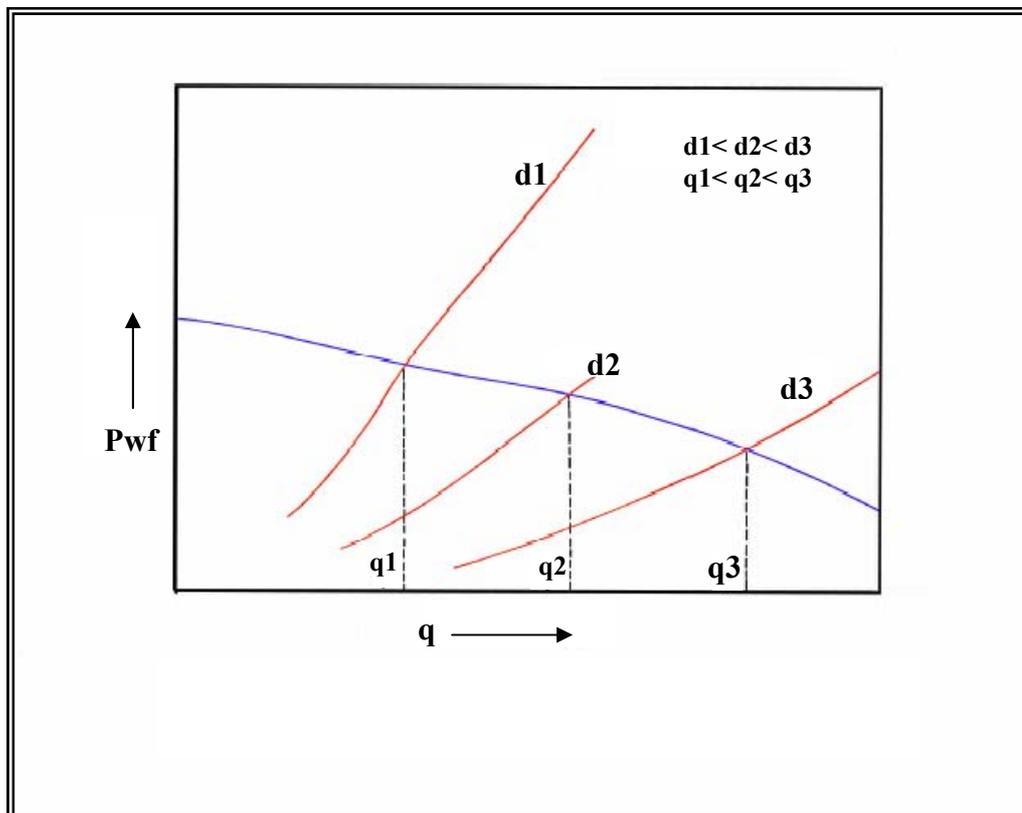


Figura 6.9 Efeito da mudança de diâmetro da tubulação sobre a capacidade do poço

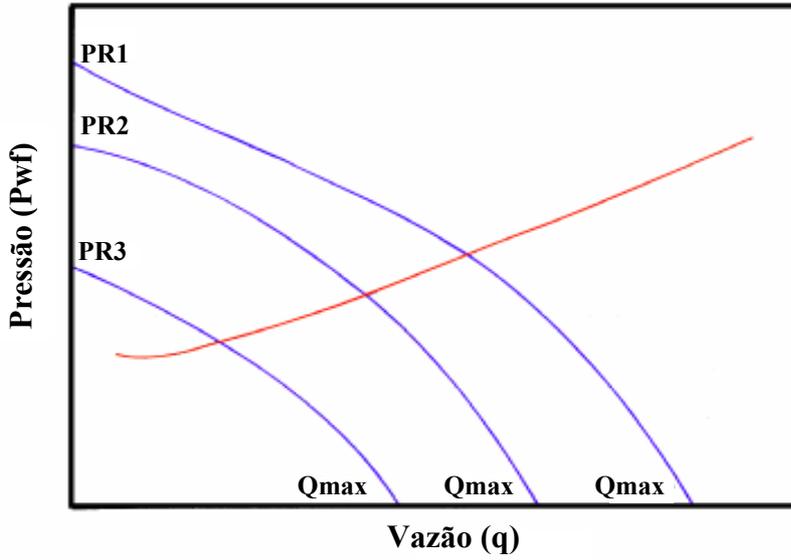


Figura 6.10 Previsão das vazões futuras

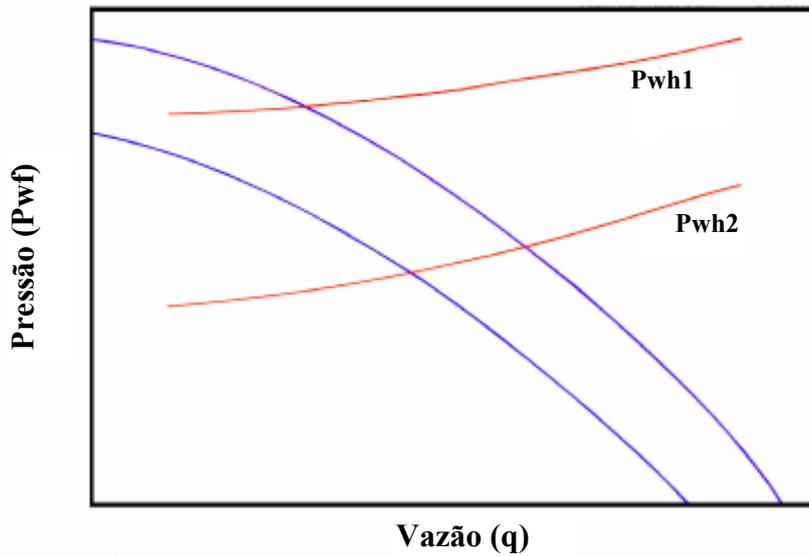


Figura 6.11 Efeito de depleção

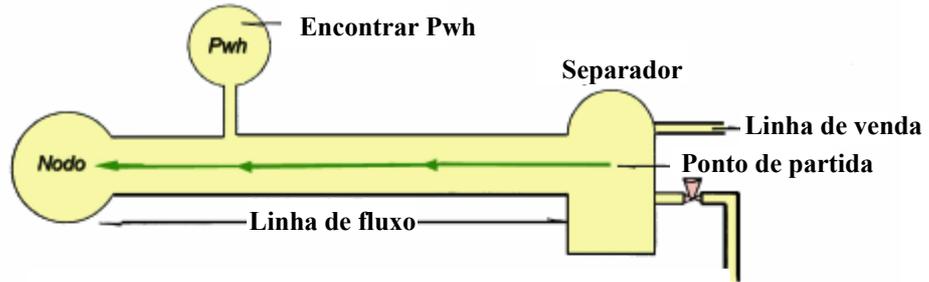


Figura 6.12 Componentes de separador e linha de fluxo

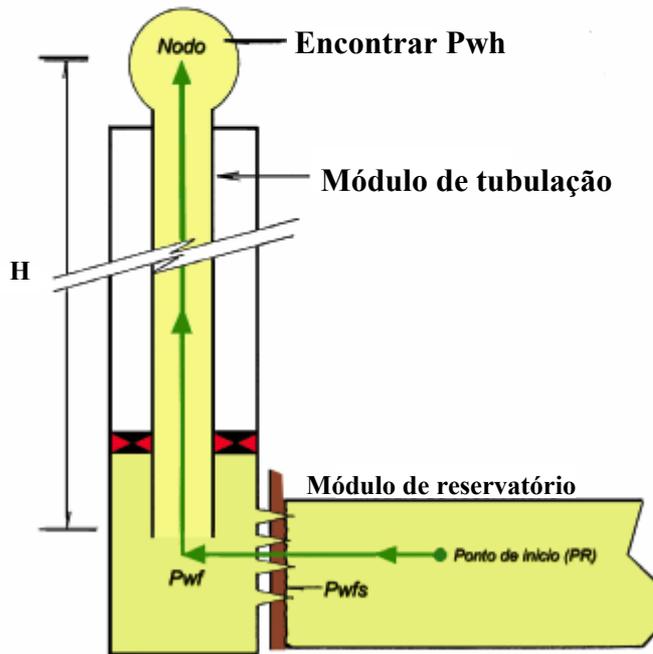


Figura 6.13 Componentes do reservatório e tubulação

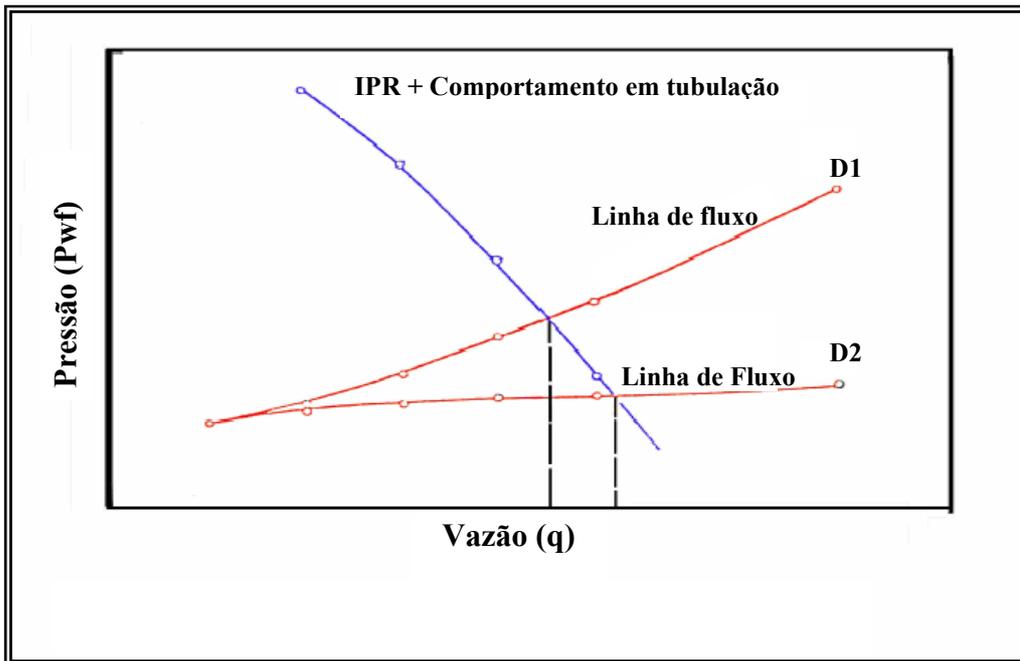


Figura 6.14 Solução na cabeça do poço

- Com a pressão de cabeça do passo 2, estabelecer a pressão do separador, P_{sep} respectiva e permissível para cada vazão.
- Traçar um gráfico P_{sep} vs q_{sc} e determinar q_{sc} para vários valores de P_{sep} . Figura 6.16.

O incremento ou redução da pressão do separador está ligado a análise do comportamento do sistema de tubulação e em particular da linha de fluxo. Diminuir a pressão do separador para lograr um incremento considerável na vazão em poços de alta produtividade é muitas vezes um critério errôneo, posto que ao efetuar esta operação poderia perder a produção ou não se lograr mudança alguma. A razão para isto é que, a linha de fluxo ou a sarta de tubulação está ocasionando a restrição.

Em poços com baixa produtividade, o componente restritivo pode ser o mesmo reservatório e uma mudança na pressão do separador terá um efeito insignificante sobre a vazão, porque quedas de pressões adicionais oferecem pequenos incrementos na produção.

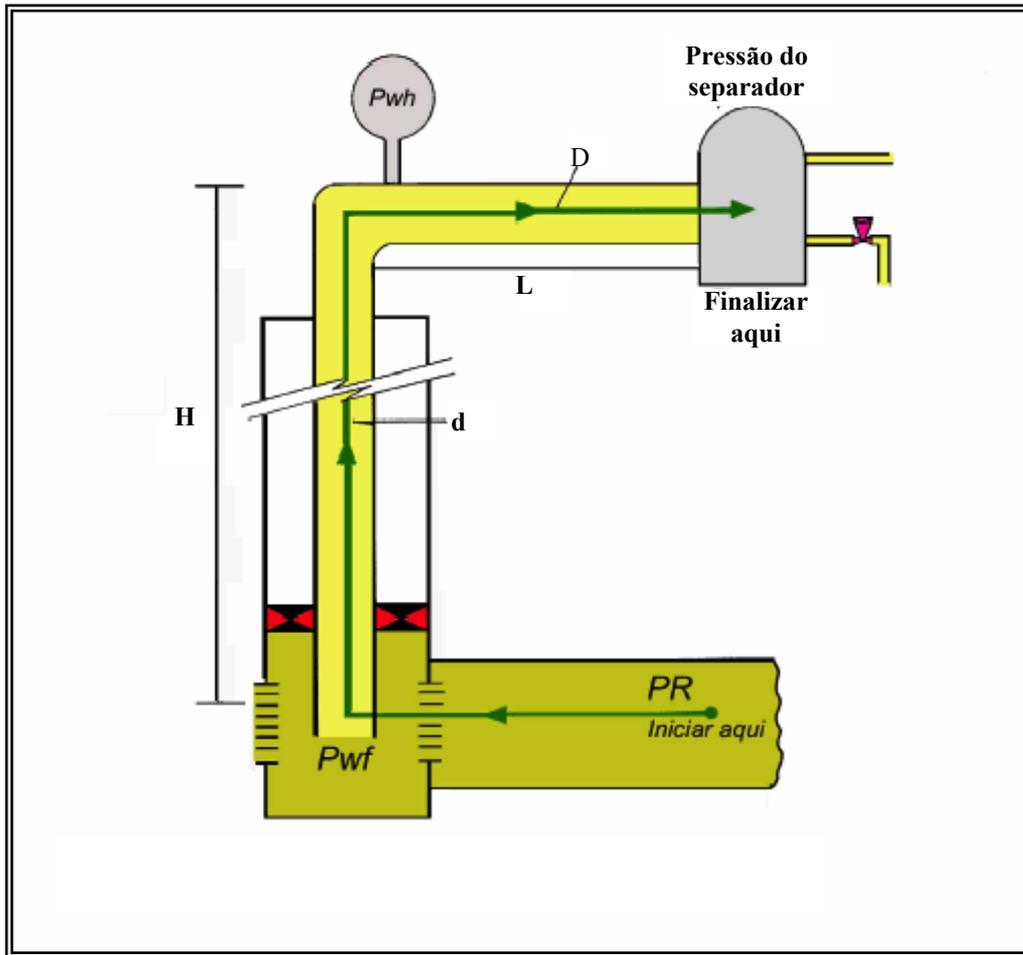


Figura 6.15 Nó solução no separador

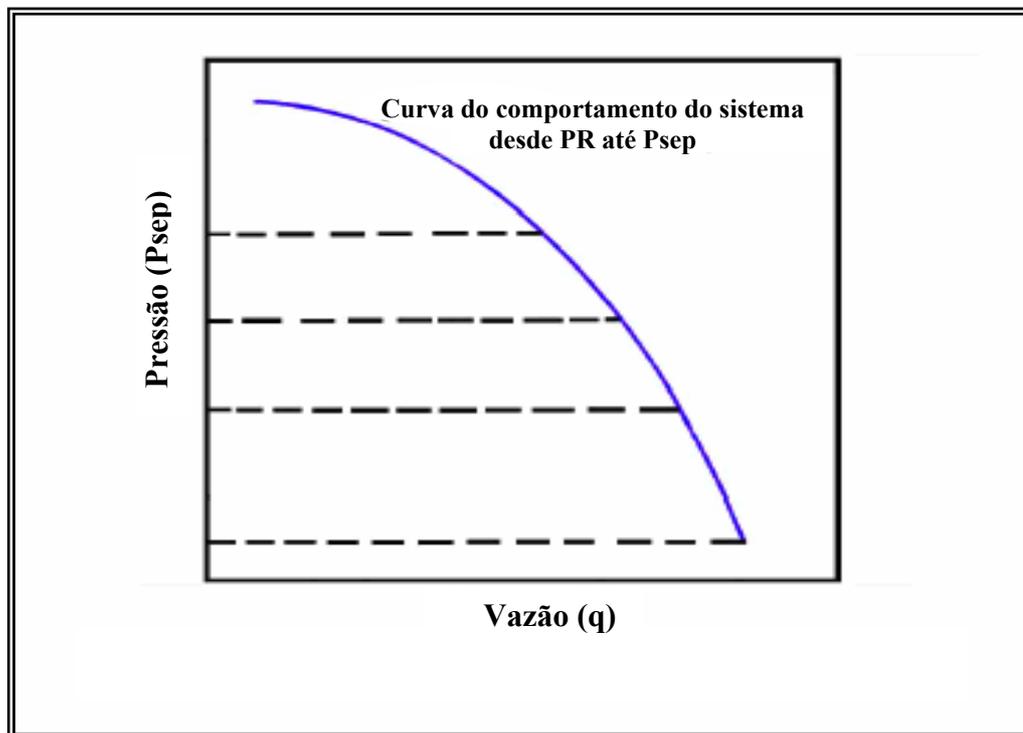


Figura 6.16 Efeitos da pressão no separador

6.3.5 Análise do sistema na restrição superficial

Referindo-se à *figura 6.17* para uma descrição física do poço com um *choke* de superfície instalado. Mantendo-se os mesmos nós tal como na *figura 6.4*. Posto que o *choke* de cabeça está usualmente representado pelo nó 2, nesse sentido, este nó é selecionado para resolver o problema e determinar as vazões possíveis para diferentes diâmetros de *choke*.

A solução é dividida em duas partes. A primeira segue exatamente o procedimento descrito na seção 6.3.3. Neste caso, o desempenho da curva vertical e IPR representará a pressão *upstream* do nó 2, P_{wh} e o desempenho da curva do segmento horizontal, a pressão *downstream* do nó 2 P_D . Assim que tenhamos considerado que não existe queda de pressão do nó, daí a vazão que prediz de onde a pressão *upstream* é igual à pressão *downstream* ($P_{wh} = P_D$), ver *figura 6.18*. Porém, sabemos que o *choke* cria uma queda de pressão no nó funcional 2 para cada vazão. Na segunda parte, deve-se focar a atenção na queda de pressão, ΔP , para então fazer um gráfico, ΔP vs q , criado com base nos cálculos do desempenho do *choke*.

- ✚ A queda de pressão para diferentes vazões, é obtida arbitrariamente a partir da *figura 6.18* e faz um gráfico ΔP vs q . Ver *figura 6.19*.
- ✚ Para diferentes diâmetros de *choke*, calcule a pressão de cabeça assumindo várias vazões.
- ✚ Tabule esses dados numa tabela, incluindo também os valores da queda de pressão entre a pressão de cabeça requerida para mover a vazão assumido através do *choke* e a pressão *downstream* necessária para mover o fluido ao separador
- ✚ As ΔP tabuladas são plasmadas em coordenadas cartesianas para mostrar o comportamento do *choke*, ver *figura 6.20*, e superpostos à *figura 6.19* para produzir a *figura 6.21* que mostra o comportamento total do sistema para diferentes diâmetros de *choke*.

As curvas de comportamento do sistema indicam a ΔP requerida para várias vazões levando-se em conta o sistema completo desde a jazida ao separador.

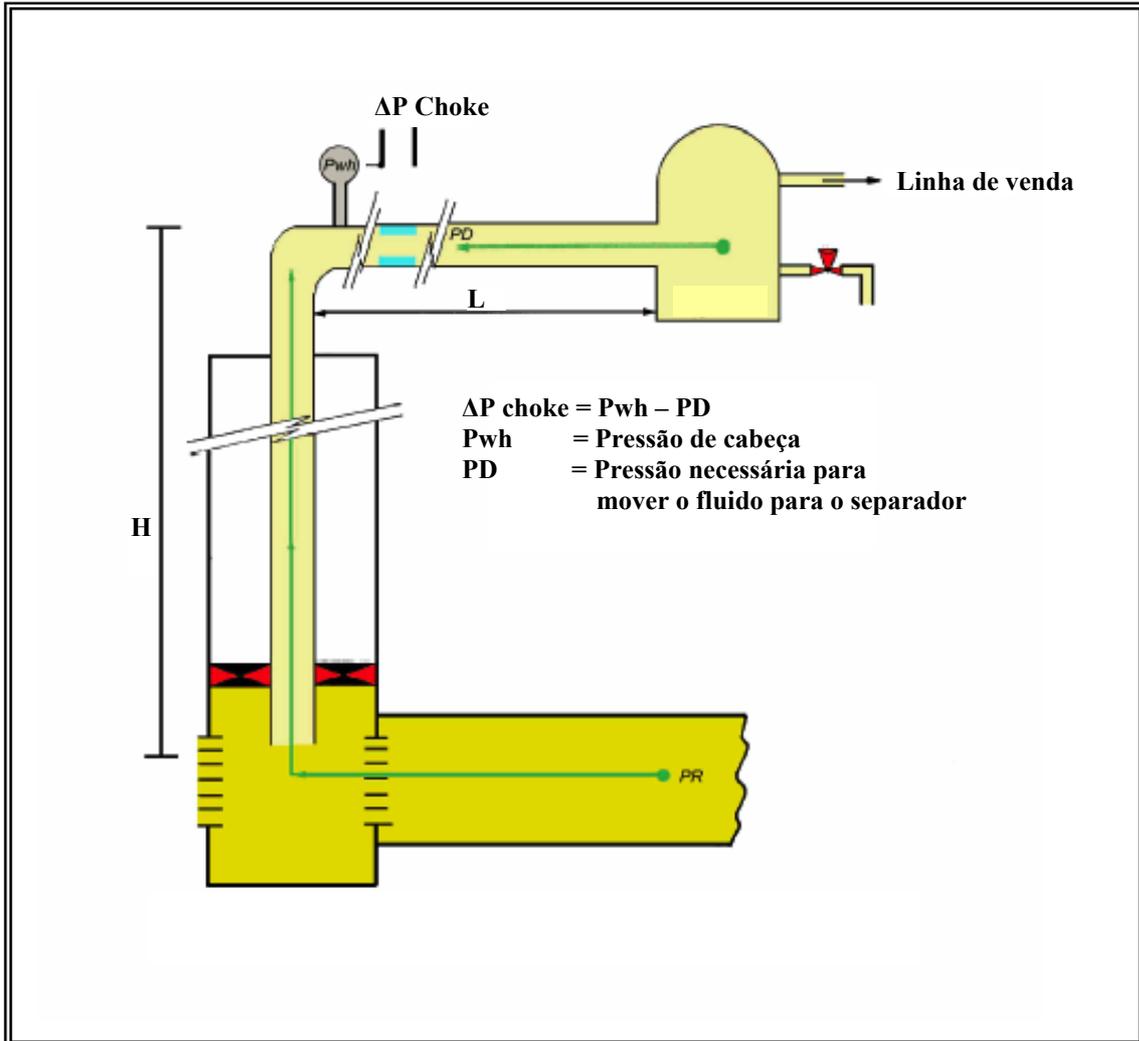


Figura 6.17 Nó solução no choke de superfície

As curvas de desempenho do choke revelam a ΔP criada para um conjunto de vazões, considerando-se diferentes tamanhos de *chokes*.

Os pontos de interseção das ΔP criadas e requeridas representam as soluções possíveis. Por exemplo, a vazão obtida através da configuração de um poço sem restrições cairá numa certa porcentagem com a instalação de um *choke* de cabeça de um diâmetro particular.

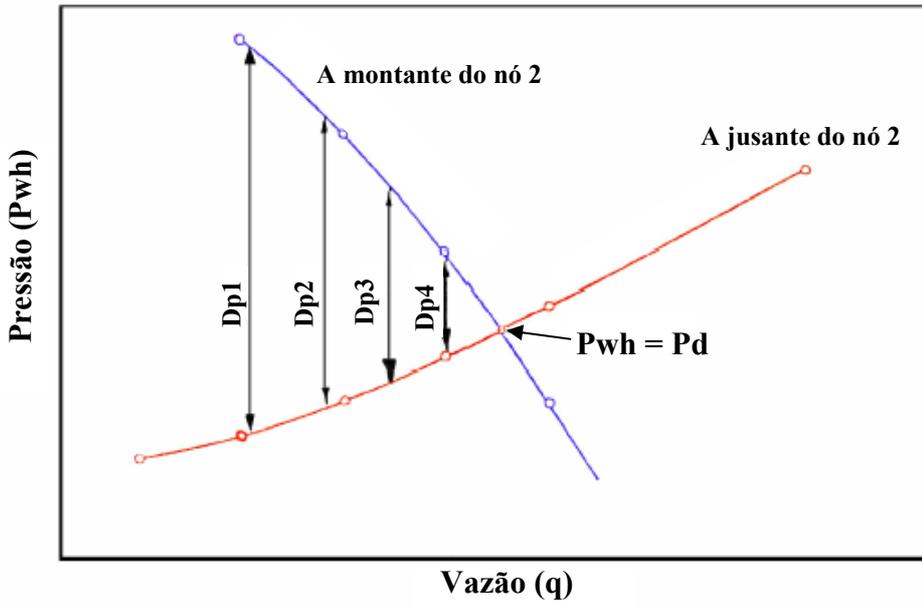


Figura 6.18 Avaliação do choke de superfície

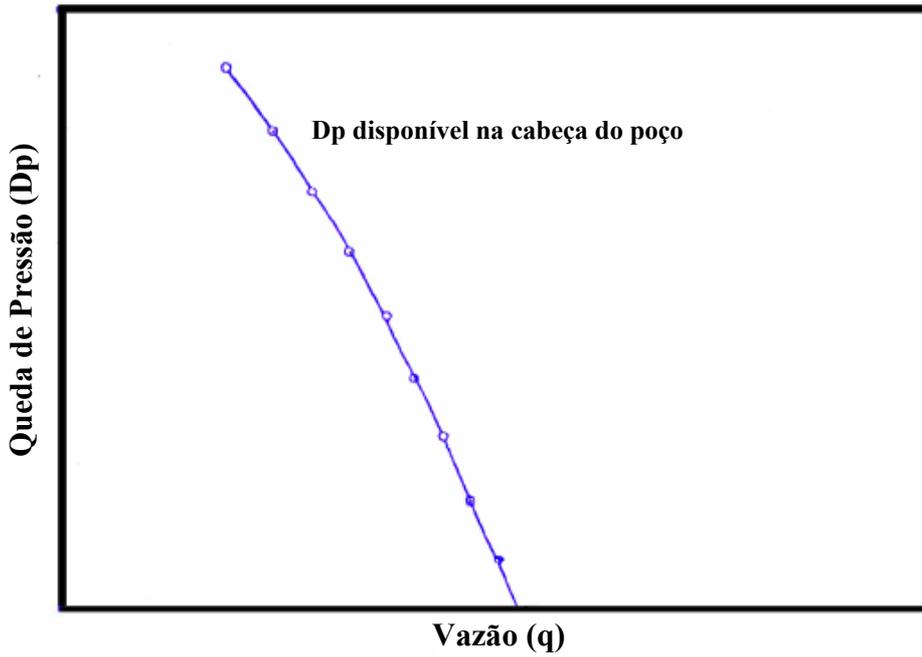


Figura 6.19 Comportamento total do sistema incluindo choke de superfície

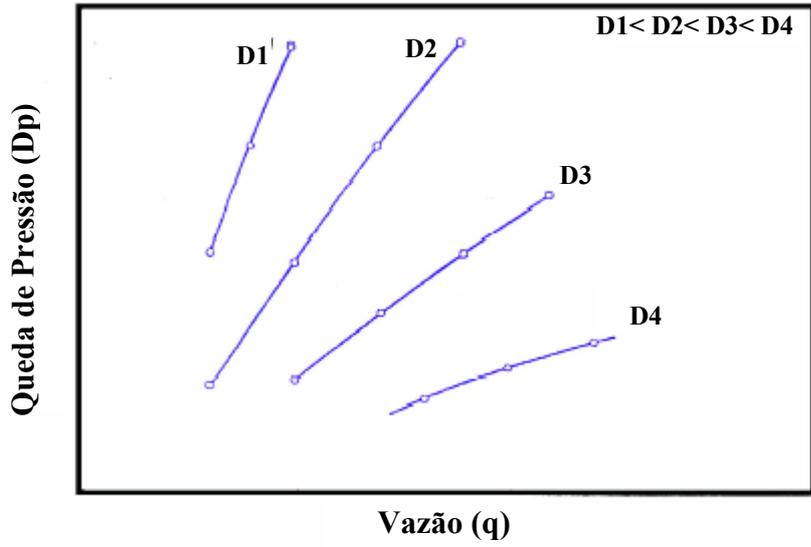


Figura 6.20 Comportamento do choke

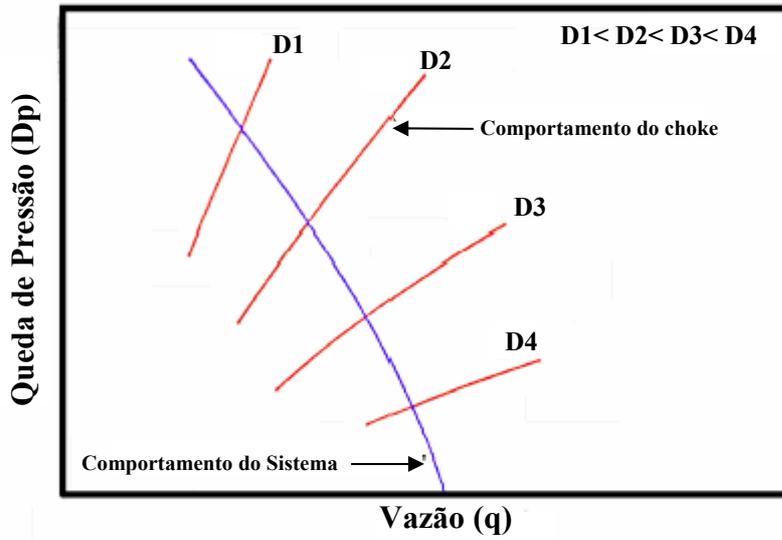


Figura 6.21 Comportamento do sistema para diversos diâmetros de choke