

2 A Construção de Poços Off Shore

A área de construção de poços evoluiu significativamente nas últimas décadas, principalmente, em função das dificuldades encontradas na execução de projetos cada vez mais complexos.

Na etapa de desenvolvimento de um campo de petróleo, a construção de poços consiste em implementar a malha de drenagem necessária à exploração de hidrocarbonetos e é constituída de duas etapas fundamentais: a perfuração e a completação do poço.

No Brasil, as atividades de perfuração, completação e manutenção (*workover*) de poços de petróleo *off shore* são realizadas por sondas de intervenção moduladas em plataformas fixas de produção, por plataformas auto-eleváveis, semi-submersíveis ou navio sondas.

Neste capítulo as etapas de construção de poços de petróleo no cenário *off shore* serão descritas sucintamente, sendo apresentada uma seqüência específica para a construção de poços de petróleo horizontal perfurado e completado em águas profundas.

2.1 A Perfuração de Poços

2.1.1 Introdução

Na perfuração o objetivo principal é atingir os reservatórios de interesse, com o mínimo de comprometimento de suas propriedades permo-porosas, construindo um conduto cilíndrico que interligue a cabeça de poço submarina, que posteriormente será interligado à plataforma produtora, à formação, possibilitando a execução da seqüência operacional prevista até a conclusão do poço.

Um projeto típico de perfuração de um poço em águas profundas consiste de 4 à 5 fases com diâmetro variando de 36 a 8 ½ polegadas desde o início do poço até a conclusão da fase horizontal.

2.1.2 Início de Poço

O início de poço é a sequência de operações realizadas para assentamento do revestimento condutor, a perfuração da fase seguinte e o assentamento e cimentação do revestimento de superfície. A principal função deste conjunto é conferir a rigidez estrutural ao sistema de cabeça do poço para suportar os esforços transferidos durante a construção do poço pelo conjunto *riser* e BOP (*Blow Out Preventer*).

Em algumas regiões do mundo o solo submarino permite o assentamento do revestimento condutor por jateamento utilizando uma composição específica esquematizada na figura 4. Quando não é possível realizar o jateamento da cabeça de poço, perfura-se, sem retorno, com broca de 36 ou polegadas, seguido da descida, assentamento e cimentação do revestimento de 30 ou 36 polegadas.

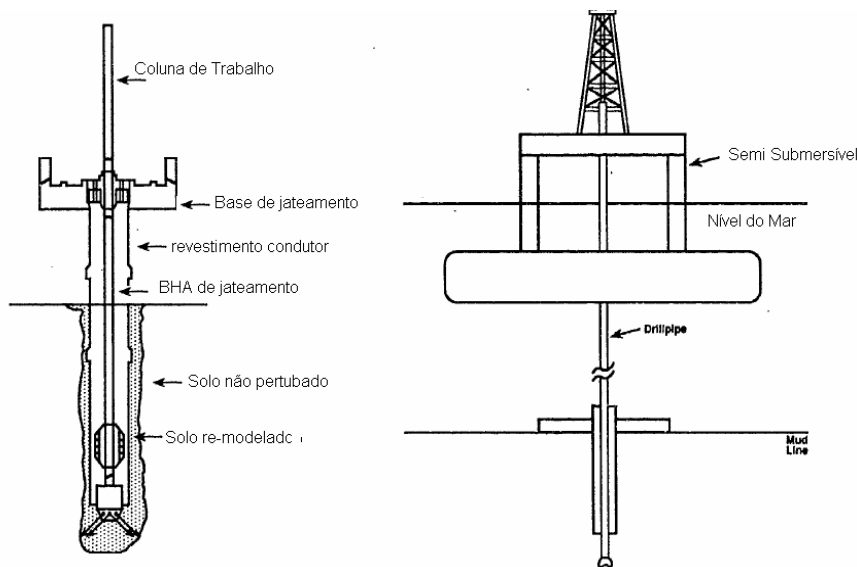


Figura 4– Conjunto descido para jateamento do revestimento condutor.

A fase seguinte ao assentamento do revestimento condutor é a perfuração, sem retorno, com água do mar e broca de 26 polegadas (ou 17 ½ polegadas para o caso de um poço *slender*) até a profundidade prevista para

assentamento da sapata do revestimento de superfície. Em seguida, este revestimento de 20 polegadas é descido e cimentado até a cabeça do poço.

Em alguns casos o conhecimento geológico da região possibilita a redução de uma fase de perfuração, suprimindo e substituindo o revestimento de 20 polegadas pelo de 13 $\frac{3}{8}$ polegadas

Este tipo de projeto é conhecido como poço *slender* e está esquematizado na figura abaixo.

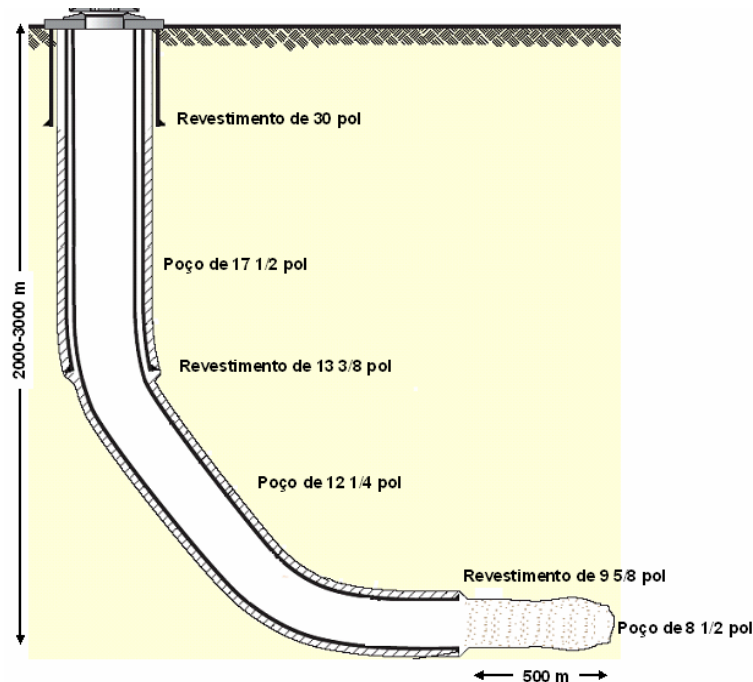


Figura 5 – Esquema de poço slender perfurado e pronto para completação.

2.1.3 Perfuração das Fases Finais do Poço

Após o início do poço, serão perfuradas formações mais profundas, eventualmente sobre-pressurizadas, sendo necessária a instalação de um equipamento de segurança de cabeça de poço denominado BOP (*Blow Out Preventer*).

Nesta fase a perfuração é conduzida, geralmente, de maneira *overbalance*, isto é, a pressão hidrostática fornecida pelo fluido de perfuração é maior do que as pressões de poros das formações atravessadas durante a perfuração do poço. Assim, o fluido de perfuração atua como primeira barreira de segurança para prevenir o influxo de fluido para o poço.

O BOP (*Blow Out Preventor*) é um conjunto de válvulas que permitirá bloquear o influxo indesejado de fluido para dentro do poço atuando como segunda barreira de segurança. É constituído de gavetas cegas, cegas-cisalhantes, variáveis de tubos e de preventores anulares.

A figura 6 apresenta o esquema de equipamentos que interliga a plataforma ao poço durante a perfuração e após descida do BOP: anel tensionador, junta telescópica, *upper flexjoint*, juntas de riser, *lower flexjoint*, BOP.

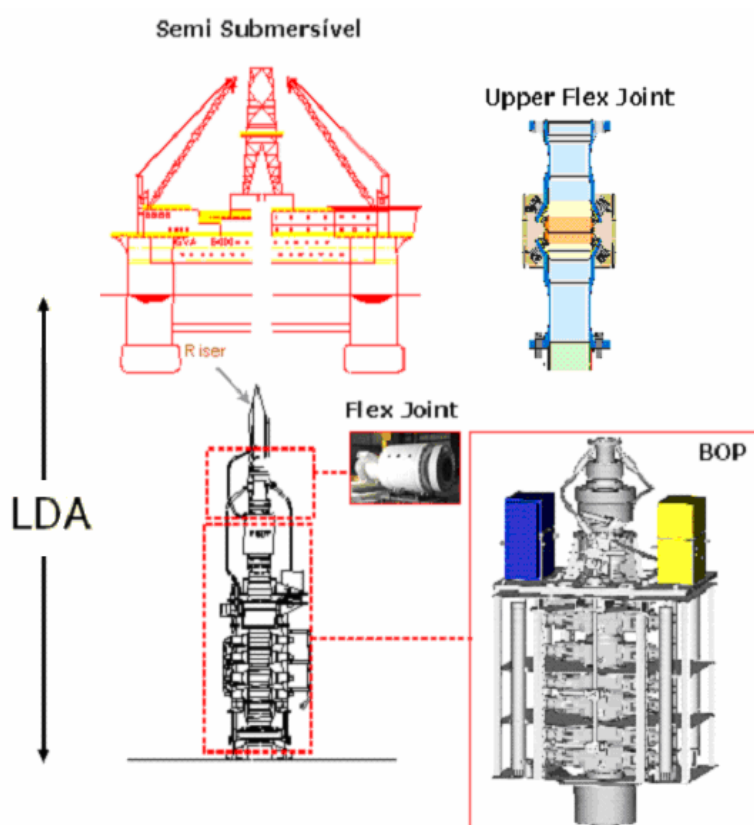


Figura 6 – Esquema da interligação da plataforma ao fundo do mar durante a perfuração.

A perfuração da fase seguinte é realizada com uma broca de 16 polegadas, quando utilizado revestimento de superfície de 20, ou 12 ¼ polegadas quando num poço *slender* (ou seja, com revestimento de superfície de 13 ⅜ polegadas) em circuito fechado e após a instalação do BOP com uma coluna de *risers* de perfuração.

Após a perfuração desta fase, o revestimento de produção (9 ⅝ polegadas) é descido e cimentado até a sapata do revestimento anterior

garantindo o isolamento hidráulico entre as zonas permoporosas que foram atravessadas nesta fase.

A fase final é concluída com a perfuração horizontal orientada dentro do reservatório alvo, utilizando ferramentas de perfuração semelhantes às utilizadas na fase anterior, com broca de 8 ½ pol mantendo o poço paralelo ao topo e base do reservatório alvo.

Outras configurações de poços para águas profundas podem ser executadas em função das diferentes características dos reservatórios, conhecimento geológico da área de interesse ou da necessidade de otimização dos custos de construção.

2.2 A Completação de Poços

2.2.1 Introdução

Ao terminar a perfuração do poço existe a necessidade de equipá-lo para permitir uma operação econômica e segura de acordo com as premissas estabelecidas no projeto básico de construção do poço.

Denomina-se completação o conjunto de operações e atividades que têm como objetivo equipar o poço para a produção, instalando todos os acessórios e equipamentos que irão permitir a operação segura do poço de petróleo.

Apesar do termo “completação” derivar, provavelmente, do inglês *completion* e não existir na língua portuguesa formal, esta palavra descreve bem a atividade realizada nesta etapa. Este termo é utilizado ao longo deste trabalho e consiste na **ação de completar** um poço de petróleo para a operação.

A sequência de etapas normalmente executada na completação de poços de petróleo *off shore* é resumida abaixo:

- Substituição do Fluido de Perfuração e Condicionamento do Poço;
- Instalação do sistema de contenção de areia:

- Gravel Packing (objeto de estudo deste trabalho), podendo ser também:
- Telas *Stand Alone*;
- Tela Expansíveis;
- Instalação da Cauda Intermediária;
- Instalação da Coluna de Produção e Suspensor de Coluna;
- Instalação da árvore de natal molhada;
- Realização de testes de formação;
- Instalação da tree Cap e abandono do poço.

O esquema de um poço tipo completado seguindo as fases acima é apresentado na figura 7.

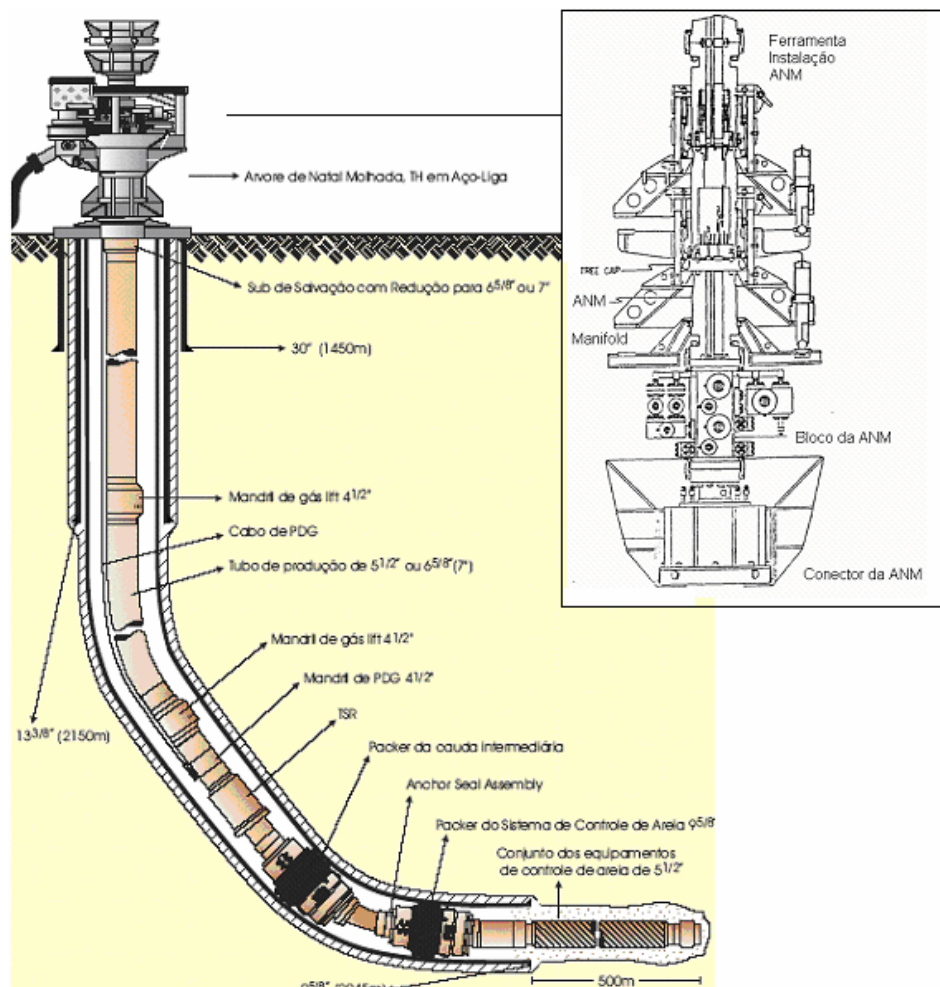


Figura 7 – Esquema de poço após completação e ANM convencional no detalhe.

2.2.2 A Contenção de Areia

A exclusão de sólidos por contenção mecânica tem sido o método rotineiramente utilizado pela indústria para controlar a produção de areia em campos *off shore*, sendo considerada uma das soluções mais seguras e eficientes para viabilizar a produção de óleo em arenitos friáveis, permitindo a produção do poço em vazões econômicas sem os inconvenientes associados à produção de areia (Malbrel, 1999).

No entanto, deve-se ter em mente que controlar a produção de areia, não significa a exclusão total de sólidos em detrimento da vazão total de produção. As perdas de cargas introduzidas devido à redução da malha de filtração podem levar à perda do volume de óleo que poderiam ser produzidos. Desta forma, a convivência com pequenos teores de sólidos pode ser justificada pelos ganhos de produção.

2.2.3 Seleção do Método de Contenção de Areia

O aspecto fundamental no projeto e dimensionamento de sistemas de exclusão de sólidos por contenção mecânica consiste em definir a granulometria do agente de contenção que será capaz de reter os grãos da formação com a menor interferência possível na produtividade do poço.

A metodologia mais difundida está baseada nos critérios estabelecidos por Saucier, Schwartz e Coberly (Tiffin, 1998). Nestes trabalhos, a definição da granulometria do agente de contenção (*gravel*) é feita a partir do conhecimento da razão entre o D_{50} do gravel e D_{50} da formação. A figura 8 apresenta o gráfico desenvolvido por Saucier para determinação da granulometria ótima do gravel em função da granulometria da formação e da queda de permeabilidade do pacote de agente de contenção.

Outros critérios têm sido recentemente adotados para determinação da granulometria do gravel. A metodologia desenvolvida por Bennett (2000) e melhorada por Bianco (2003) se aproxima de um procedimento geral para seleção do método de contenção de areia. No trabalho de Benett (2000) são apresentados os resultados com o desempenho de diversos projetos de sistemas de contenção de areia, bem como, uma comparação entre poços construídos utilizando *gravel packing* e telas *stand alone*.

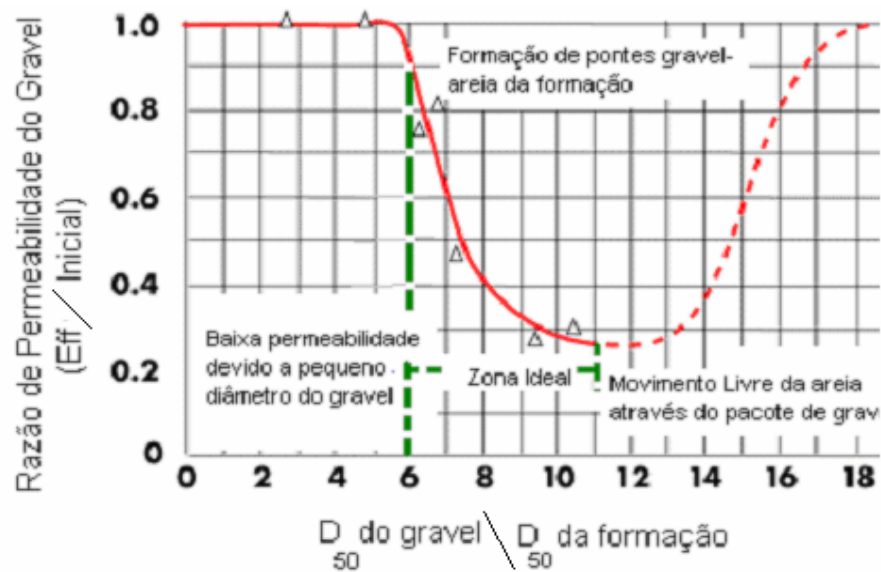


Figura 8 – Avaliação de Saucier para definição da relação de diâmetros gravel/areia.

A figura 9 apresenta um fluxograma para seleção do método de contenção de areia elaborado por Bianco (2003).

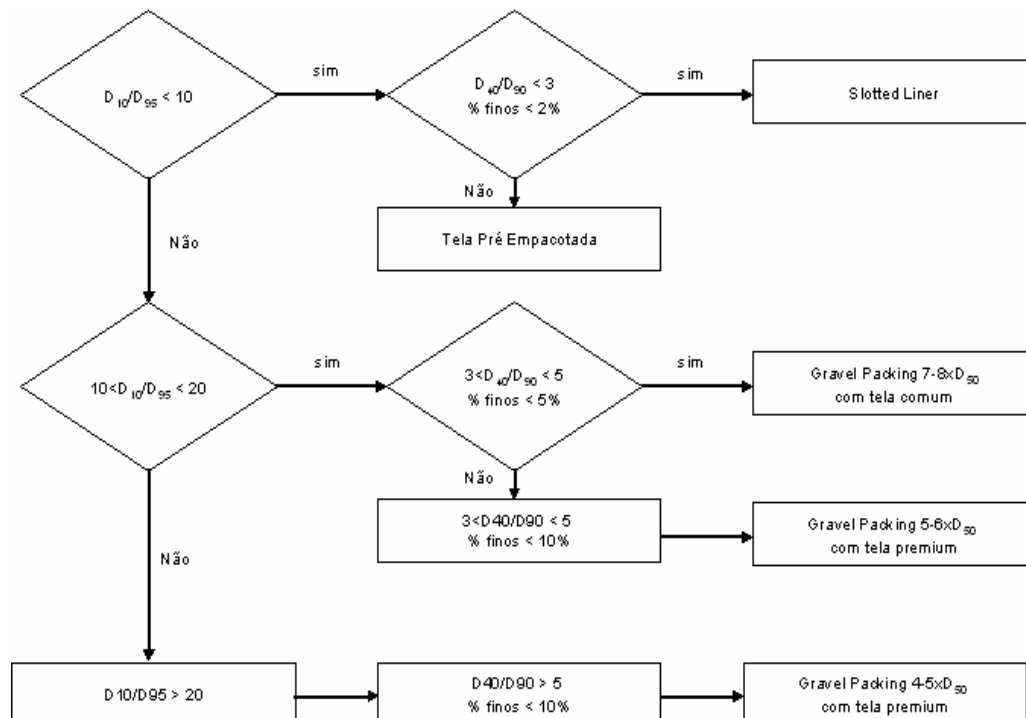


Figura 9 – Diagrama para seleção do sistema de contenção de areia – Bianco (2003)

2.2.4 Telas Expansíveis

Em arenitos bem selecionados (onde o coeficiente de uniformidade é menor que 5) existe a possibilidade de utilização de telas expansíveis ou telas *Premium stand alone*. Estas são alternativas de mais simples execução que o *gravel packing* e são largamente utilizadas na completação de poços *off shore* e *on shore* no mundo (Bianco 2007).

As telas expansíveis são descidas e instaladas após a perfuração do poço aberto sendo posteriormente deformadas à frio até atingirem um diâmetro próximo ao diâmetro final do poço.

A vantagem imediata desta tecnologia é a possibilidade de construção de poços com maior diâmetro (próximo ao diâmetro da última fase perfurada) e a introdução de uma perda de carga reduzida no trecho horizontal. No entanto, esta é uma tecnologia ainda pouco testada no Brasil.



Figura 10 – Exemplo de Telas Expansíveis (Manual de Telas Weatherford).

2.2.5 A Completação Stand Alone

As telas *stand alone* constituem uma alternativa de custo reduzido (quando comparada ao *gravel packing* ou expansíveis) para a instalação de sistemas de contenção de areia em arenitos moderadamente selecionados.

Este método consiste na descida e assentamento de um conjunto de telas Premium, similar as utilizadas no gravel *packing*, e no prosseguimento da completação sem a instalação do pacote de gravel.

Neste caso, quando do início da produção (ou indução de surgência) ocorreria o colapso da formação sobre o conjunto telado, preenchendo o espaço anular tela x formação com areia da formação.

Bennet (2000) e Bianco (1998) recomendam a utilização deste tipo de completação inferior (completação realizada antes da instalação da coluna de produção ou injeção, ou seja, que está em contato direto com a formação) em poços onde o colapso da formação geraria um pacote com distribuição granulométrica uniforme, minimizando (ou evitando) os riscos de erosão do conjunto telado.

Neste caso, a relação de diâmetros do poço aberto e da tela utilizada deve ser otimizada para minimizar a movimentação de finos e sua conseqüente produção e erosão dos equipamentos do poço.

2.2.6 O Gravel Packing Horizontal em Poço Aberto

O *gravel packing* horizontal em poço aberto é uma técnica largamente utilizada em projetos de completação *off shore*.

Esta técnica consiste na instalação de um conjunto de telas no poço horizontal e do preenchimento do anular tela x formação com uma cerâmica (gravel) de granulometria selecionada. Esta tecnologia é bastante conhecida e utilizada na indústria de petróleo apresentando um baixo índice de falhas.

Segundo Tiffin (1998) o *gravel packing* apresenta um bom desempenho na contenção de sólidos da formação quando utilizado em arenitos com distribuição granulométrica uniforme, ou seja, com coeficiente de uniformidade inferior a 5.

Esta técnica também é utilizada associada á telas *Premium*, em formações onde a distribuição granulométrica é não uniforme com C variando entre 5 e 10 (Tiffin, 1998 e Bianco, 1998).

A figura 11 apresenta a curva de distribuição granulométrica para diferentes arenitos e a classificação para arenitos quanto à uniformidade na distribuição de diâmetros de grãos.

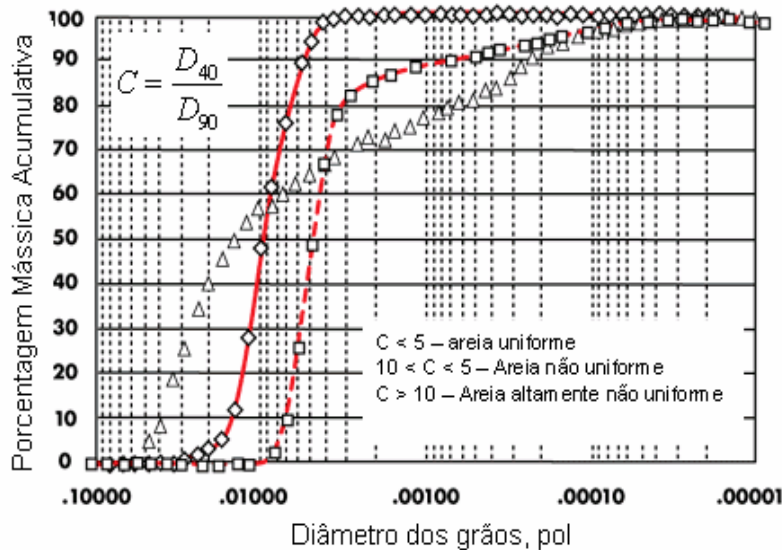


Figura 11 – Curva de distribuição granulométrica para arenitos.

As principais desvantagens na utilização do *gravel packing* horizontal de contenção mecânica de sólidos são (Bianco, 2003):

- A grande sensibilidade à obstrução por finos, levando a perdas consideráveis de vazão durante a vida produtiva do poço (principalmente em arenitos não uniformes);
- A distribuição heterogênea de fluxo ao longo do trecho horizontal;
- A impossibilidade de retirada do conjunto telado no caso de falha durante a vida produtiva do poço.
- A impossibilidade de isolamento de intervalos devido ao aumento da RAO e RGO ao longo da vida produtiva do poço.

2.2.7 Os constituintes das Telas Premium

A resistência estrutural dos conjuntos de telas *Premium* (normalmente utilizados em sistemas de *gravel packing* e *stand alone*) é fornecida por um tubo base de aço (perfurado ou rasgado) envolto por camadas de telas que possuem apenas a função de contenção de sólidos da formação. A malha filtrante é protegida por uma carcaça externa instalada para garantir a sua integridade durante a descida, evitando a abrasão da malha pelo contato com o poço aberto

ou revestimento. A figura 12 apresenta uma vista explodida das camadas que constitui uma tela *premium* comercialmente disponível no mercado.

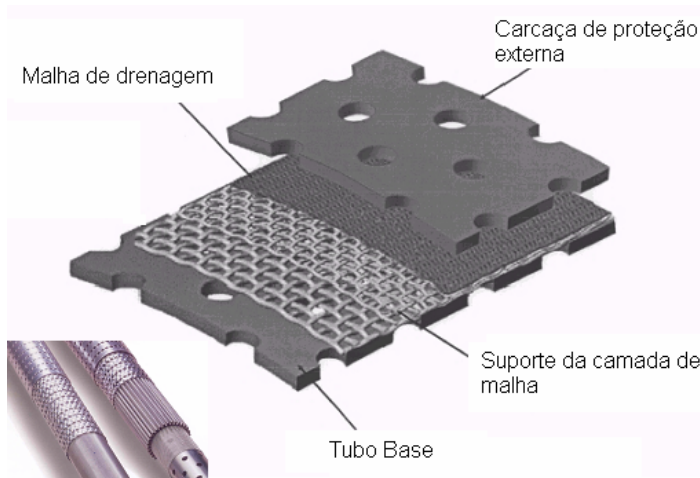


Figura 12 – Esquema de camadas em telas Premium (Manual de Telas Halliburton).

A especificação mais comum para telas Premium utilizadas em sistemas de contenção de areia tipo *gravel pack* horizontal (GPH) ou stand alone é:

- Tubo base de 5 ½" P110, 17 lb/ft com 4,5% de área aberta ao fluxo em aço carbono ou metalurgia especial,
- Malha filtrante com abertura nominal de 110 a 250 µm de aço inox AISI 316L
- Proteção externa em aço inox AISI 316L ou AISI 304L.
- Conexões *Premium* ou API compatíveis com os demais elementos da coluna de produção.

O processo de fabricação do conjunto telado varia de acordo com o fabricante. No entanto, todos os conjuntos disponíveis no mercado são montados a partir de carcaça externa, da malha filtrante e do tubo perfurado.

A carcaça externa é montada ao redor de cada seção de tubo perfurado, sendo calandrada e prensada nas extremidades após a introdução da malha filtrante que especificará a capacidade de contenção da tela. A seguir cada seção previamente montada é posicionada para solda interna e externa de suas camadas, tornando a carcaça, tela e malha um elemento único.