



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE – UFRN
CENTRO DE TECNOLOGIA – CT
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO – DPET
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PRÁTICAS DE PROJETO EM REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO
PARA POÇOS SUBMETIDOS A INJEÇÃO DE VAPOR**

Gabriel Pimentel Ferreira

Orientador: Prof. MSc. Gustavo Arruda Ramalho Lira

Natal/RN, Junho de 2015.

**PRÁTICAS DE PROJETO EM REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO
PARA POÇOS SUBMETIDOS A INJEÇÃO DE VAPOR**

Gabriel Pimentel Ferreira

Natal/RN, Junho de 2015.

Gabriel Pimentel Ferreira

**PRÁTICAS DE PROJETO EM REVESTIMENTO E CIMENTAÇÃO
PARA POÇOS SUBMETIDOS A INJEÇÃO DE VAPOR**

Este trabalho corresponde ao trabalho de conclusão de curso apresentado ao Departamento de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, pré-requisito parcial para a obtenção do grau em Engenharia de Petróleo.

Aprovado em _____ de Junho de 2015.

Prof. MSc. Gustavo Arruda Ramalho Lira
Orientador - UFRN

Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues
Membro Examinador Interno - UFRN

Eng. Victor Moreira Araújo
Membro Examinador Externo - PETROBRAS

FERREIRA, Gabriel Pimentel – Práticas de projeto em revestimento e cimentação para poços submetidos a injeção de vapor. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal-RN, Brasil, 2015.

Orientador: Prof. MSc. Gustavo Arruda Ramalho Lira

RESUMO

A injeção de vapor veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das alternativas economicamente viáveis para a recuperação de óleos pesados. No Brasil essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobras em campos localizados na região Nordeste. Por se tratar de um método que consiste em elevar a temperatura dos fluidos e conseqüentemente a do poço. Por essa razão, alguns cuidados especiais devem ser tomados com os equipamentos que serão instalados no mesmo, sendo necessário a realização de uma seleção apropriada dos equipamentos para que o poço possa operar adequadamente, assim como com a elaboração de um projeto adequado de cimentação. Dessa forma, o presente trabalho apresenta algumas práticas de projeto em revestimento e cimentação para poços submetidos a injeção de vapor. O mesmo não abrange cálculos para dimensionamento do revestimento, determinação do número de fases do poço e o comprimento das colunas de revestimento, assim como não apresenta estudo e análise para cabeça de poço para poços submetidos a injeção de vapor. Foi-se estudado os benefícios da inclusão da sílica em pastas de cimentação em ambientes acima de 230 °F as pastas contendo 30 - 40% de sílica fluor 325 *mesh* estabilizam as reações ativadas pela temperatura não ocorrendo o decaimento da resistência à compressão. A Indústria do petróleo foi uma das primeiras indústrias que necessitaram de vedações metal-metal, devido às pressões e temperaturas envolvidas e fluidos que são produzidos. A adição de 40% de sílica fluor mostrou-se indispensável a otimização de projetos de pastas para poços de alta temperatura, visto que a mesma previne a retrogressão do cimento. Para poços com alta temperatura é recomendado a utilização de uma vedação metal-metal ao invés de vedações convencionais.

Palavras-chave: revestimento, cimentação, injeção de vapor.

ABSTRACT

Steam injection is one of the most economically viable alternatives for heavy oil recovery. In Brazil, this technology is widely used by Petrobras in fields located in Northeast. That method consists of raising the temperature of the fluids, and consequently the temperature of the well. For this reason, some special care must be taken with equipment that will be installed on the well. It is necessary an adequate selection of equipment for the proper operation of the well, as the appropriate development of cement design. Thus, this paper presents some casing and cementing practices design for wells subjected to steam injection. The benefits of adding silica in slurry were already studied, and it was found that at environments above 230 ° F, slurries containing 30 - 40% of silica flour 325 *mesh* stabilize the reactions activated by the temperature, not occurring compressive strength decay. The oil industry was one of the first industries requiring metal-to-metal seals, because of the pressures and temperatures involved, and fluids that are produced. The addition of 40% silica flour proved optimized cementing designs for high temperature wells, because it prevents the compressive strength decay. For high temperature wells, it is recommended to use a metal-to-metal sealing rather than conventional seals.

Keywords: casing, cementing, steam injection.

Dedicatória

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Nádia Borges Pimentel e Sandro Wilson Ferreira da Silva, por serem o motivo da realização de mais uma conquista.

Agradecimentos

A Deus, por todas as bênçãos concedidas e por me guiar em minhas escolhas e decisões.

A minha família, por estar presente em todos os momentos da minha vida.

Aos meus amigos de curso, os quais me acompanharam e conviveram comigo durante os últimos anos, pelas colaborações com os estudos e por todos os momentos de descontração.

Ao meu orientador, Prof. MSc. Gustavo Arruda Ramalho Lira, pela atenção, orientação, ensinamentos e disponibilidade durante a realização desse trabalho.

A Banca Examinadora, que gentilmente aceitou o convite para avaliar este trabalho.

Ao Prof. Dr. Marcos Allyson Felipe Rodrigues, por toda a dedicação e auxílio durante o curso.

Ao Eng. Victor Moreira Araújo, por toda atenção, empenho e disponibilidade em compartilhar seus conhecimentos.

A todos os professores do Departamento de Engenharia de Petróleo (DPET/UFRN), por todos os ensinamentos.

A Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), pela oportunidade de realização do curso.

A Petrobras, pela bolsa concebida através do PRH-PB 221 e por todas as oportunidades de aprendizagem.

Meus sinceros agradecimentos a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para que a conclusão deste trabalho se tornasse possível.

ÍNDICE**CAPÍTULO I**

1.	Introdução geral	2
----	------------------------	---

CAPÍTULO II

2.	Objetivos.....	5
----	----------------	---

CAPÍTULO III

3.	Aspectos teóricos	7
3.1.	Revestimento	7
3.1.1.	Classificação das colunas de revestimento	8
3.1.2.	Fabricação do revestimento.....	11
3.1.3.	Especificação do revestimento	12
3.1.3.1.	Diâmetro nominal.....	12
3.1.3.2.	Peso	13
3.1.3.3.	Grau do aço	13
3.1.3.4.	Conexões	15
3.1.3.5.	Range	16
3.2.	Seleção e projeto de revestimento.....	17
3.2.1.	Seleção da profundidade de assentamento do revestimento.....	17
3.2.2.	Seleção do diâmetro dos revestimentos	18
3.2.3.	Seleção de peso, grau e conexões	19
3.3.	Cimentação	21
3.3.1.	Composição do cimento Portland.....	21
3.3.2.	Classificação do cimento.....	22
3.3.3.	Principais aditivos para a cimentação.....	22
3.3.4.	Testes de cimento	24
3.3.5.	Tipos de cimentação	24
3.3.6.	Parâmetros do poço que afetam o projeto e operações de cimento	25
3.3.6.1.	Profundidade	25
3.3.6.2.	Geometria do poço e remoção do fluido de perfuração.....	25
3.3.6.3.	Temperatura	26
3.3.6.4.	Pressões da formação	26

3.3.6.5. Características químicas da formação	27
3.4. Cabeça de poço	27
3.4.1. Cabeça de revestimento	27
3.4.2. Carretel de ancoragem	29
3.4.3. Suspensor de revestimento	30
3.4.4. Cabeça de produção	30
3.5. Métodos de recuperação avançada	31
3.5.1. Métodos especiais de recuperação avançada	31
3.5.1.1. Métodos térmicos.....	32
3.5.1.1.1. Injeção de vapor.....	32
3.6. Completação de poços submetidos a injeção de vapor	35
CAPÍTULO IV	
4. Metodologia.....	38
CAPÍTULO V	
5. Resultados e discussões	40
5.1. Critérios de cimentação	40
5.2. Elongação e bi engaste	42
5.3. Critérios de conexão de revestimento.....	44
5.4. <i>Vacuum Insulated Casing (VIC)</i>	45
CAPÍTULO VI	
6. Conclusões e recomendações.....	47
6.1. Conclusões	47
6.2. Recomendações.....	47
Referências	50

ÍNDICE DE TABELAS

CAPÍTULO I

CAPÍTULO II

CAPÍTULO III

Tabela 1 – Diâmetros de <i>drift</i>	13
Tabela 2 – Grau API dos aços.....	14
Tabela 3 – Requerimentos químicos para seleção de revestimentos de grau API	15
Tabela 4 – Comprimento dos ranges.....	17

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO V

CAPÍTULO VI

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

CAPÍTULO II

CAPÍTULO III

Figura 1 – Tubos de revestimento	7
Figura 2 – Classificação das colunas de revestimento	9
Figura 3 – Composição de revestimento com revestimento de produção e com <i>liner</i> de produção.....	10
Figura 4 – Fabricação de revestimento sem costura.....	11
Figura 5 – Juntas API.....	16
Figura 6 - Esquema para seleção do diâmetro do revestimento	19
Figura 7 - Cabeça de revestimento.....	28
Figura 8 – Tipos de conexões de cabeça de revestimento.....	28
Figura 9 – Cabeça de revestimento independente	29
Figura 10 – Carretel de ancoragem	29
Figura 11 – Suspensor de revestimento	30
Figura 12 – Tipos de cabeça de produção	31
Figura 13 – Etapas da injeção cíclica de vapor	33
Figura 14 – Injeção contínua de vapor	34
Figura 15 – Configurações para injeção de vapor	35

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO V

Figura 16 - (a) Esquema de um poço; (b) Aplicação da injeção de vapor promovendo a fissuração da bainha de cimento; (c) Produção de óleo e água	40
Figura 17 - Ilustração de expansão térmica no revestimento.....	42
Figura 18 – Exemplo de bi engaste.....	43
Figura 19 – Vedação metal-metal.....	44
Figura 20 – Esquema do VIC	45

CAPÍTULO VI

Nomenclaturas e abreviações

API – *American Petroleum Institute*;

ISO – *International Standards Organization*;

BHCT – Temperatura de circulação do fundo do poço;

BHST – Temperatura do fundo do poço estático;

ECD – Densidade equivalente de circulação;

ESD – Densidade estática equivalente;

m – Metro;

lb – Libra;

lbm – Libra massa;

ft – Pés;

OD – Diâmetro externo;

ID – Diâmetro interno;

gal – Galão;

VIT – *Vacuum Insulated Tubing*;

VIC – *Vacuum Insulated Casing*.

CAPÍTULO I:
Introdução Geral

1. Introdução geral

Devido a complexidade dos reservatórios e das reservas significativamente grandes, a recuperação de óleos pesados tem se tornado um dos grandes desafios da indústria petrolífera, já que destes reservatórios de petróleo é possível recuperar apenas uma fração do óleo, ficando grande parte retida no reservatório devido à alta viscosidade desse tipo de óleo.

Os reservatórios cujos mecanismos de produção primária são pouco eficientes e que, por consequência, retém grandes quantidades de hidrocarbonetos após a exaustão de 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 Avançada, onde podem ser classificados em Convencionais e Especiais.

Os métodos especiais de recuperação são divididos geralmente em três categorias: métodos miscíveis, métodos químicos e métodos térmicos. Os métodos baseados em energia térmica para reduzir a viscosidade de óleos com pouca ou quase nenhuma mobilidade usam geralmente líquidos quentes (água quente ou vapor), ou a Combustão *in situ* para garantir o aumento da temperatura e consequente transferência de calor ao fluido do reservatório.

A injeção de vapor veio a se consagrar ao longo dos anos e é hoje uma das alternativas economicamente viáveis para a recuperação de óleos pesados. No Brasil essa tecnologia é largamente utilizada pela Petrobras em campos localizados na região Nordeste.

A injeção de vapor apresenta dois modos de operar: o cíclico e o contínuo. O modo cíclico alterna fases de injeção e produção em um mesmo poço, enquanto no processo de injeção contínua, o vapor é injetado em um ou mais poços chamados poços injetores, e o óleo é deslocado para os poços produtores.

Por se tratar de um método que consiste em elevar a temperatura do reservatório, e consequentemente a do poço, alguns cuidados especiais devem ser tomados com os equipamentos que serão instalados no mesmo, sendo necessária a realização de uma seleção apropriada dos equipamentos para que o poço possa operar adequadamente, assim como com a elaboração de um projeto adequado de cimentação. Dessa forma, o presente trabalho irá apresentar algumas práticas de projeto em revestimento e cimentação para poços submetidos a injeção de vapor.

Este trabalho é composto de seis capítulos e a revisão bibliográfica. O capítulo II apresenta os objetivos do trabalho.

No Capítulo III, Aspectos Teóricos, são apresentadas teorias que envolvem a realização deste trabalho como classificações do revestimento, definição de cimentação, equipamentos e acessórios que compõe a cabeça de poço.

A metodologia é apresentada no capítulo IV, onde é apresentado como o desenvolvimento do trabalho foi realizado.

O Capítulo V apresenta os resultados obtidos e suas discussões, e as conclusões obtidas no estudo serão apresentadas no capítulo VI.

Na seção final é apresentada a referência bibliográfica, com os principais artigos, dissertações, teses e livros que foram citados e estudados para a realização do trabalho.

CAPÍTULO II:
Objetivos

2. Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo apresentar um estudo e análise sobre as práticas de projeto em revestimento e cimentação para poços submetidos à injeção de vapor.

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Apresentar os equipamentos de poço (revestimento e cabeça de poço);
- Apresentar a operação de cimentação na perfuração de poços de petróleo;
- Apresentar a importância da seleção de equipamentos de poço para poços submetidos a injeção de vapor;
- Apresentar algumas práticas de projeto enfatizando os poços submetidos a injeção de vapor.

CAPÍTULO III:

Aspectos teóricos

3. Aspectos teóricos

Neste capítulo estão apresentados alguns conceitos essenciais para a compreensão do trabalho.

3.1. Revestimento

“Desde a antiguidade, o homem tem perfurado poços na crosta da terra, reconhecendo a necessidade de revesti-los total ou parcialmente para proteger suas paredes. Esse revestimento evoluiu das rudimentares alvenarias, adotadas na antiguidade, passando pelas proteções de madeira, pelos tubos de ferro fundido usados até algumas décadas atrás, até chegar ao atual revestimento de tubos de aço especial” (Thomas et al., 2001).

Revestimentos são tubos de aço unidos por conectores ou luvas especiais, descidos em um poço de petróleo, com a função básica de sustentar as formações perfuradas pela broca. Geralmente possuem comprimento maior que 34 pés (aproximadamente 10,4 m). A Figura 1 apresenta os tubos de revestimento.



Figura 1 – Tubos de revestimento (Fonte: Galvão; Da Mata, 2012)

O poço é perfurado em fases. A fase é caracterizada pelo diâmetro da broca, a qual é utilizada para perfurar a rocha e, após o trecho do poço ser perfurado, ocorre a descida de uma coluna de revestimento (tubos de revestimento conectados) e a sua cimentação, que será comentada posteriormente.

O número de fases e o comprimento das colunas de revestimento são determinados em função das pressões de poros e de fratura previstas, das características das zonas perfuradas e da profundidade final do poço, sendo, normalmente, de três a quatro fases. Esta análise não será realizada no presente trabalho.

“Os tubos de revestimento constituem uma das parcelas mais expressivas do custo da perfuração de um poço de petróleo, estudos mostram que o custo médio do revestimento na perfuração é em torno de 18% do custo médio do valor de um poço” (Greenip, 1978). Segundo Thomas et al. (2001), esse custo varia entre 15 a 20% em poços marítimos e podem chegar até 50% em poços terrestres.

Segundo Thomas et al. (2001), as funções das colunas de revestimento são:

- Prevenir o desmoronamento das paredes do poço;
- Evitar a contaminação da água potável dos lençóis freáticos mais próximos à superfície;
- Permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície;
- Prover meios de controle de pressões dos fluidos, permitindo a aplicação de pressão adicional desde a superfície;
- Permitir a adoção de sistema de fluido de perfuração diferente, mais compatíveis com as formações a serem perfurada adiante;
- Impedir a migração de fluidos das formações;
- Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça do poço;
- Sustentar outra coluna de revestimento;
- Alojamento dos equipamentos de elevação artificial;
- Confinar a produção ao interior do poço.

A composição da coluna de revestimento depende das solicitações previstas para a descida no poço e para a sua vida útil. Porém, segundo Thomas et al. (2001), as características essenciais das colunas de revestimento são:

- Ser estanque;
- Ter resistência compatível com as solicitações;
- Ter dimensões compatíveis com as atividades futuras;
- Ser resistente à corrosão e à abrasão;
- Apresentar facilidade de conexão;
- Ter a menor espessura possível.

3.1.1. Classificação das colunas de revestimento

“Os metros iniciais normalmente são perfurados facilmente porque as formações (rochas) superficiais não oferecem resistência. Essa fase inicial deve ser perfurada e imediatamente revestida para evitar a ocorrência de desmoronamento das paredes do poço. À medida que formações mais profundas são atravessadas surgem algumas variáveis que devem ser levadas em conta para o sucesso da perfuração com isso o programa de perfuração e descida de revestimentos depende muito das condições de subsuperfície” (Souza, 2003).

A Figura 2 apresenta a classificação das colunas de revestimento, que é realizada de acordo com a função que cada coluna de revestimento irá exercer no poço. Inicialmente é perfurado ou cravado um tubo de grande diâmetro chamado de tubo condutor; em seguida são perfuradas as fases seguintes e descidos os revestimentos de superfície, intermediário (caso necessário pode se ter mais de uma fase de revestimento intermediário) e, por fim, o revestimento de produção. O revestimento de produção cimentado é o poço propriamente dito porque é por seu interior que será produzido o petróleo e instalados os equipamentos para elevação natural ou artificial do óleo ou gás.

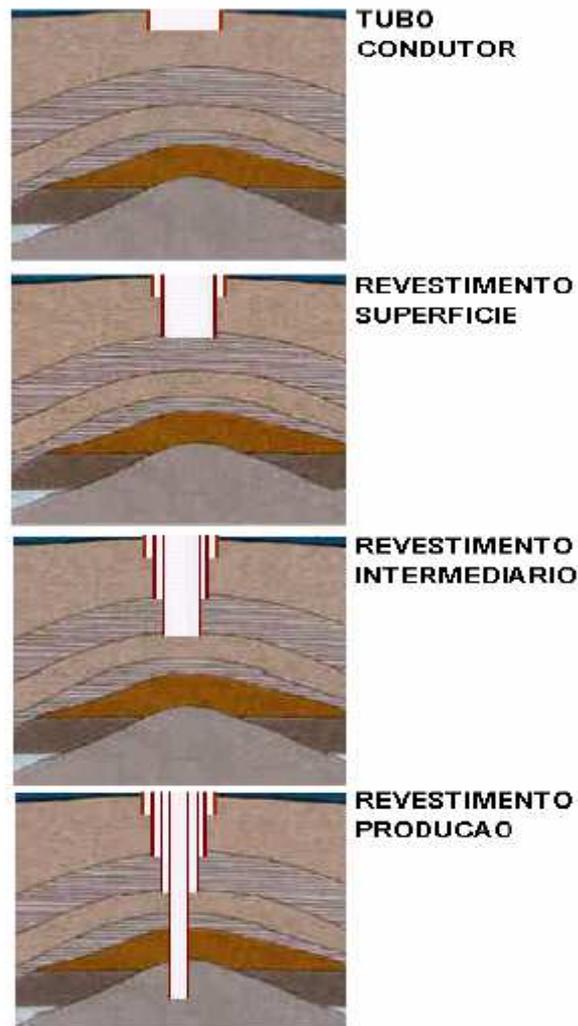


Figura 2 - Classificação das colunas de revestimento (Fonte: Souza, 2003)

De acordo com Thomas et al. (2001), as funções e características das colunas de revestimento são definidas da seguinte forma:

O revestimento condutor é o primeiro revestimento do poço, assentado a pequena profundidade (10 a 50 m), com a finalidade de sustentar sedimentos superficiais não consolidados. Pode ser assentado por cravação, por jateamento em poços marítimos ou por cimentação em poço perfurado. Usualmente apresenta diâmetros de 30", 20" e 13 3/8".

O revestimento de superfície visa proteger os horizontes superficiais de água e prevenir desmoronamento de formações inconsolidadas. Seu comprimento varia na faixa de 100 a 600 m e serve como base de apoio para os equipamentos de segurança de cabeça de poço, sendo cimentado em toda a sua extensão. Os diâmetros típicos para essa fase são 20", 18 5/8", 16", 13 3/8", 10 3/4" e 9 5/8".

O revestimento intermediário tem a finalidade de isolar e proteger zonas de alta ou baixa pressão, zonas de perda de circulação, formações desmoronáveis, formações portadoras de fluidos corrosivos ou contaminantes de lama. Sua faixa de profundidade de assentamento varia de 1000 a 4000 m. É sustentado na superfície por cunhas apropriadas apoiadas no sistema de cabeça de poço e é cimentado somente na parte inferior, em alguns casos, num trecho intermediário adicional. Diâmetros típicos para essa fase são 13 3/8", 9 5/8" e 7".

O revestimento de produção é descido com a finalidade de permitir a produção do poço, suportando suas paredes e possibilitando o isolamento entre os vários intervalos produtores. Seu emprego depende das zonas de interesse. Diâmetros típicos para essa fase são 9 5/8", 7" e 5 1/2".

O *liner* é uma coluna curta de revestimento que é descida e cimentada no poço visando cobrir apenas a parte inferior deste, como apresentado na Figura 3. Seu topo fica sustentado um pouco acima da extremidade inferior do revestimento anteriormente descido e é independente do sistema de cabeça de poço. Pode ser usado em substituição ao revestimento intermediário (*liner* de perfuração) e ao revestimento de produção (*liner* de produção). Tem diâmetros típicos de 13 3/8", 9 5/8", 7" e 5 1/2".

Tie back é a complementação de uma coluna de *liner* até a superfície, quando limitações técnicas ou operacionais exigirem proteção do revestimento anterior. Possui diâmetros típicos de 9 5/8", 7" e 5 1/2".

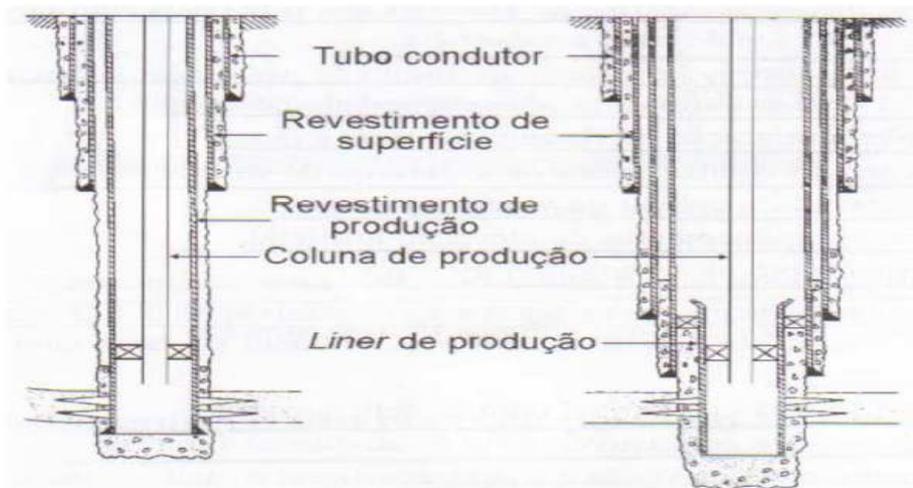


Figura 3 - Composição de revestimento com revestimento de produção e com *liner* de produção (Fonte: Thomas et al., 2001)

3.1.2. Fabricação do revestimento

“O processo de fabricação do revestimento tem início com a colocação de minério de ferro, calcário e coque em um forno onde são aquecidos. O ferro-gusa é produzido, o qual é rico em carbono. O ferro fundido é então colocado dentro de um forno especial, onde se utiliza o oxigênio para aquecer o ferro e reduzir ainda mais o seu teor de carbono. O carbono é o agente de liga principal usada para aumentar a resistência do ferro. Outros elementos de liga, tais como o molibdênio e cromo, muitas vezes são adicionados para ajustar a composição química do aço fundido e para conferir as propriedades metalúrgicas específicas. O metal fundido é então feito em blocos, que são essencialmente as barras sólidas. A resistência do aço final depende da sua composição química e dos processos mecânicos e térmicos utilizados na fabricação dos tubos” (Mitchell; Miska, 2011).

Os dois processos básicos utilizados na fabricação de tubos são o processo sem costura e o processo de soldagem por resistência elétrica. No processo sem costura, um bloco quente é alimentado entre dois rolos que aplicam uma carga elevada de compressão no bloco. Essas tensões fazem com que o centro do bloco seja fraturado e em seguida um tampão de perfuração passa pelo bloco fazendo com que as fraturas se abram e formem um tubo, como apresentado na Figura 4. O tubo é então processado até atingir determinada espessura e dimensões. A maioria dos tubos são fabricados pelo processo sem costura.

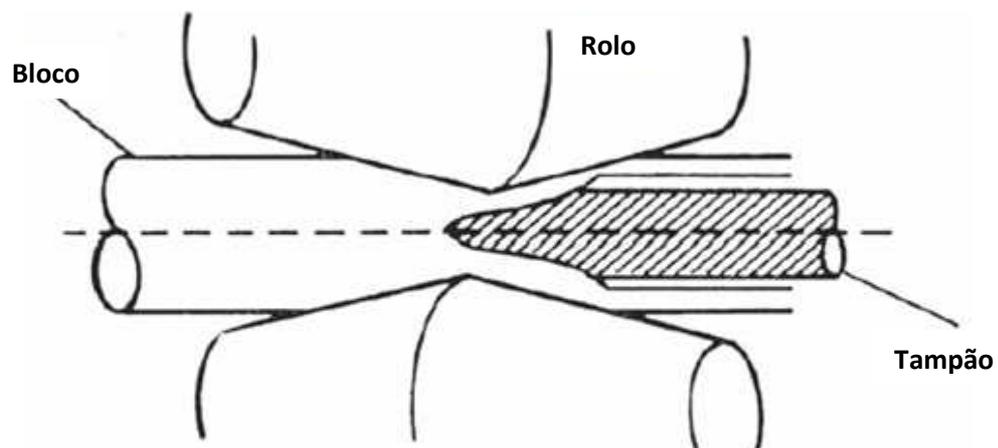


Figura 4 - Fabricação de revestimento sem costura (Fonte: Mitchell; Miska, 2011)

No processo de soldagem por resistência elétrica, um bloco de aço é formado em uma chapa plana com uma espessura de parede especificada. Após ser cortado para uma certa largura, a chapa plana passa através de uma série de rolos, fazendo com que o bloco passe a ter uma forma circular. O processo de soldagem sobre as duas bordas é normalmente realizado por prensagem mecânica em conjunto nas duas bordas, e o calor para a soldagem é gerado pela resistência ao fluxo de corrente elétrica.

Aços de baixa resistência, normalmente chamados de aço de carbono, podem ser fabricados exclusivamente através do ajuste da composição química do aço e podem não exigir processos de tratamento térmico adicionais para melhorar a resistência do aço e propriedades mecânicas. Aços de maior resistência são fabricados tanto pela adaptação da composição química do aço quanto por um processo de tratamento térmico. “Geralmente para se obter uma maior resistência nas tubulações utiliza-se alguma forma de tratamento de calor até atingir a concentração desejada, mantendo a dureza e ductilidade do aço” (Mitchell; Miska, 2011).

3.1.3. Especificação do revestimento

O tubo de revestimento é especificado de acordo com as seguintes características: diâmetro nominal, peso, grau do aço, conexão e range, as quais serão comentadas posteriormente.

O exemplo apresentado a seguir, mostra como a nomenclatura do revestimento é fornecida. O primeiro espaço é referente ao diâmetro nominal, o segundo ao peso nominal, o terceiro ao grau do aço, o quarto a conexão e o quinto ao range do revestimento.

7” – 26 lb/ft – N80 – BT – R3

3.1.3.1. Diâmetro nominal

Para atender às especificações do API e ISO, o diâmetro externo (OD) do revestimento deve ser realizado dentro de uma tolerância entre 1,0% maior e 0,5% menor do que a dimensão nominal. A espessura da parede admissível mínima de tubos permitida pelas especificações é de 87,5% da espessura nominal da parede. “Revestimentos, no entanto, tem normalmente uma espessura média de parede perto do valor da espessura da parede, resultando num ID perto do ID nominal” (Mitchell; Miska, 2011).

O controle do diâmetro interno (ID) mínimo é realizado através de um diâmetro de *drift* – diâmetro mínimo do mandril que deve passar livremente através do tubo. O OD dos mandris de *drift* é determinado através da subtração de uma tolerância que é calculada através do ID. A tolerância utilizada para determinar o diâmetro do mandril de *drift* varia dependendo do tamanho do revestimento, como apresentado na Tabela 1. O mesmo possui comprimento de 6” para revestimento de diâmetro entre 4 1/2” e 8 5/8”, para diâmetros maiores o mandril de *drift* terá comprimento de 12”.

A Tabela 1 apresenta na primeira coluna a redução a ser realizada no diâmetro do revestimento, o qual é apresentado na segunda coluna, para determinar o OD do mandril de *drift*. A terceira coluna apresenta o peso nominal do revestimento.

Tabela 1 – Diâmetros de *drift*

API Standard Drift Diameter	Size (in.)	Nominal weight/ft
$d=1/8$ in.	4 ^{1/2}	
	5	
	5 ^{1/2}	
	6 ^{5/8}	
	7	23.0
	7	32.0
	7 ^{5/8}	
	8 ^{5/8}	32.0
	8 ^{5/8}	40.0
	9 ^{5/8}	40.0
$d=5/32$ in.	9 ^{5/8}	53.5
	9 ^{5/8}	58.4
	10 ^{3/4}	45.5
	10 ^{3/4}	55.5
	11 ^{3/4}	60.0
	11 ^{3/4}	65.0
$d=3/16$ in.	13 ^{3/8}	72.0
	13 ^{3/8}	76.0
	16	
	18 ^{5/8}	
	20	

(Fonte: Adaptado de Mitchell; Miska, 2011)

3.1.3.2. Peso

O tamanho do revestimento e espessura de parede nominal podem ser utilizados para especificar as dimensões do revestimento. Porém, a forma convencional de especificação do revestimento é pelo seu tamanho e peso por unidade de comprimento. Ao se discutir os pesos do revestimento, deve-se diferenciar o peso nominal, peso *plain-end*, e peso médio.

O peso nominal não é um verdadeiro peso por unidade de comprimento, mas é identificado como um peso médio aproximado. O peso *plain-end* é o peso do corpo do tubo, excluindo o peso da rosca e conexão. O peso médio é o peso total médio de um conjunto de tubo com rosca e com luva em uma extremidade, dividido pelo comprimento total médio do conjunto.

Na prática, o peso médio é calculado para se obter a melhor estimativa do peso total de uma coluna de revestimento. Porém, a variação entre o peso nominal e o peso médio geralmente é pequena, e a maioria dos cálculos são realizados utilizando o peso nominal.

3.1.3.3. Grau do aço

American Petroleum Institute (API) e *International Standards Organization (ISO)* adotaram uma designação de grau do aço do revestimento para definir as características de resistência do tubo. O código do grau é constituído por uma letra seguida de um número. O número representa o limite de escoamento mínimo do aço em milhares de psi. O limite de escoamento é definido como a tensão de

tração necessária para produzir um específico alongamento total por unidade de comprimento em um teste padrão. Esta deformação é um pouco além do limite elástico (Mitchell; Miska, 2011).

Também é especificado para cada grau de revestimento o limite de escoamento máximo, a resistência a tração mínima e o alongamento mínimo por unidade de comprimento na falha, como apresentado respectivamente na Tabela 2. A letra foi selecionada arbitrariamente para proporcionar uma identificação única para cada grau do revestimento descrito nas normas, também é utilizada para distinguir entre os vários requisitos de resistência à tração ou diferentes métodos de tratamento térmico usados nos revestimentos com o mesmo código numérico.

Tabela 2 – Grau API dos aços

Grau API do Aço	Limite de Escoamento (psi)		Resistência a tração mínima (psi)	Alongamento mínimo (%)
	Mínimo	Máximo		
H-40	40.000	80.000	60.000	29,5
J-55	55.000	80.000	75.000	24
K-55	55.000	80.000	95.000	19,5
N-80	80.000	110.000	100.000	18,5
L-80	80.000	95.000	95.000	19,5
C-90	90.000	105.000	100.000	18,5
C-95	95.000	110.000	105.000	18,5
T-95	95.000	110.000	105.000	18
P-110	110.000	140.000	125.000	15
Q-125	125.000	150.000	135.000	18

(Fonte: Elaborada pelo Autor)

Vários graus possuem o mesmo código, porém são classificados em diferentes tipos. As diferenças entre eles acontecem no limite de escoamento máximo, requisitos químicos e outras propriedades. Em alguns casos, é necessário controlar as pequenas variações nestas propriedades para assegurar que o revestimento irá cumprir o que foi requisitado, tal como a sua instalação em ambientes hostis.

Aços de grau mais elevado podem ter vários requisitos adicionais na composição química para carbono, manganês, molibdênio, cromo, níquel, cobre e silício. A Tabela 3 apresenta os requisitos de composição química para vários aços comuns.

É importante a seleção adequada do tipo de aço para ambientes corrosivos, para poços com essas condições o cromo é o elemento químico mais importante devido o mesmo garantir resistência contra oxidação e corrosão.

Tabela 3 – Requerimentos químicos para seleção de revestimentos de grau API

Grade	Type	Carbon	Manganese	Molybdenum		Chromium		Nickel	Copper	Phosphorus	Sulfur	Silicon
		Maximum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Maximum	Maximum	Maximum	Maximum	Maximum
H-40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
K-55	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
N-80	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	—
L-80	1	0.43 ^a	1.90	—	—	—	—	0.25	0.35	0.030	0.030	0.45
C-90	1	0.35	1.00	0.25 ^c	0.75	—	1.20	0.99	—	0.020	0.010	—
C-90	2	0.50	1.90	—	NL	—	NL	0.99	—	0.030	0.010	—
C-95	1	0.45 ^b	1.90	—	—	—	—	—	—	0.030	0.030	0.45
T-95	1	0.35	1.20	0.25 ^d	0.85	0.40	1.50	0.99	—	0.020	0.010	—
T-95	2	0.50	1.90	—	—	—	—	0.99	—	0.030	0.010	—
P-110	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.030 ^e	0.030	—
Q-125	1	0.35	1.00	—	0.75	—	1.20	0.99	—	0.020	0.010	—
Q-125	2	0.35	1.00	—	NL	—	NL	0.99	—	0.020	0.020	—
Q-125	3	0.50	1.90	—	NL	—	NL	0.99	—	0.030	0.010	—
Q-125	4	0.50	1.90	—	NL	—	NL	0.99	—	0.030	0.020	—

Notes: (a) The carbon content for L-80 may be increased up to 0.50% maximum if the product is oil-quenched.
(b) The carbon content for C-95 may be increased up to 0.55% maximum if the product is oil-quenched.
(c) The molybdenum content for C-90, type 1, has no minimum tolerance if wall thickness is less than 0.700 in.
(d) The molybdenum content for T-95 type 1, may be decreased to 0.15% minimum if the wall thickness is less than 0.700 in.
(e) For electric welded grade P-110, the phosphorus content shall be 0.020%.
NL = No limit; elements reported in product analysis.

(Fonte: Mitchell; Miska, 2011)

3.1.3.4. Conexões

“As conexões são o elemento de ligação entre os tubos. Entre as roscas recomendadas pelo API a mais utilizada no Brasil é a Buttress, que apresenta baixo custo, porém menor vedação. Em relação as roscas não API, temos as roscas premium, que são utilizadas onde há um maior requisito de vedação/resistência, devido por exemplo a ambientes mais agressivos” (Lira, 2012).

O API e ISO fornecem vários padrões para conexões de revestimento que são amplamente utilizados em todo o mundo. Eles fornecem as especificações para os seguintes tipos de conexões de revestimento, as quais são apresentadas na Figura 5. A seleção adequada das conexões é de extrema importância pois as mesmas são responsáveis pela vedação da coluna.

- ✓ **Short round-thread couplings (STCs) e Long rounds threads and couplings (LCs):** Possuem o mesmo projeto básico de roscas, onde os fios possuem uma forma arredondada. Essas conexões possuem facilidade de fabricação e baixo custo;

- ✓ **Buttress threads and couplings (BCs):** Possui uma rosca com formato mais retangular, proporcionando maior resistência a tração e reduzindo a tendência de descompactação. São um pouco mais caras que as roscas anteriores;
- ✓ **Extreme line threads and couplings (XLs):** Possui uma junta integral, ou seja, a caixa é usinada na parede do tubo. O mecanismo de vedação utilizado nesse tipo de rosca é metal-metal. Esse tipo de rosca possui valor mais elevado do que as demais roscas.

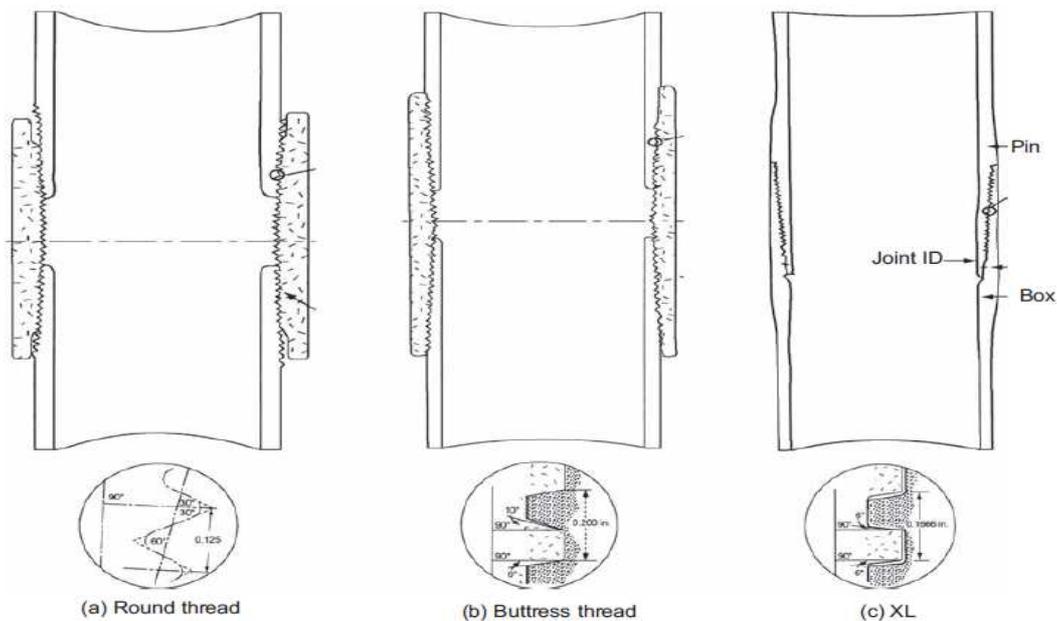


Figura 5 - Juntas API (Fonte: Mitchell; Miska, 2011)

- **Roscas não-API/ISO**

Além das conexões API/ISO, muitas conexões patenteadas estão disponíveis e oferecem recursos não disponíveis em conexões API. Muitas conexões não-API usam mecanismos de vedação metal-metal. Um anel de vedação do tipo elastômero é colocado nas ranhuras usinadas nas conexões para auxiliar a vedação. Algumas conexões apresentam vários selos por redundância. Múltiplos selos metal-metal ou uma combinação de um selo metal-metal com um anel de vedação são comuns.

Um tipo de conexão não-API/ISO é a *flush*. Este tipo de conexão permite que a conexão entre os tubos de revestimento ocorra de forma com que o diâmetro permaneça o mesmo na coluna.

3.1.3.5. Range

As normas API e ISO reconhecem três categorias de comprimento para revestimento, que são chamados de range. Os tubos de range 1 (R1) possuem comprimentos entre 16 e 25 pés, os tubos de range 2 (R2) entre 25 e 34 pés e os tubos de range 3 (R3) para comprimentos maiores que 34 pés. Além disso, 95% dos

revestimentos devem ter uma variação de comprimento máximo não superior a 6 pés para R1, 5 pés para R2 e 6 pés para R3.

Os revestimentos são utilizados na maioria dos casos com comprimentos R3, por serem maiores, reduzindo o número de conexões na coluna. Os tubos R1 são utilizados para demarcação de zonas. A Tabela 4 apresenta os comprimentos para cada classificação de range apresentando o comprimento em pés e o comprimento aproximado em metros.

Tabela 4 – Comprimento dos ranges

Range	Comprimento do tubo (pés)	Comprimento do tubo aproximado (m)
R1	16 - 25	4,9 - 7,6
R2	25 - 34	7,6 - 10,4
R3	> 34	> 10,4

(Fonte: Elaborada pelo Autor)

3.2. Seleção e projeto de revestimento

O projeto de revestimento consiste na seleção do peso, grau e conexões para os revestimentos. O projeto começa com a especificação das coordenadas do poço e o diâmetro do revestimento de produção que será utilizado. O ID mínimo do revestimento de produção é determinado através da quantidade e diâmetro dos tubos de produção e de qual método de elevação possa vir a ser utilizado no poço. Estas especificações são geralmente determinadas para o engenheiro de perfuração por outros membros da equipe de engenharia.

O engenheiro de perfuração, em seguida, deve determinar a quantidade de fases do poço e as profundidades de assentamento das sapatas dos revestimentos, para posteriormente elaborar um programa de diâmetro de brocas e revestimentos, peso, grau e conexões que permitam ao poço ser perfurado e completado com segurança na configuração de produção desejada.

3.2.1. Seleção da profundidade de assentamento do revestimento

“A seleção do número de tubos de revestimento e suas respectivas profundidades de assentamento são geralmente baseadas considerando os gradientes de pressão de poros e gradientes de fratura das formações a serem penetradas” (Mitchell; Miska, 2011). Em algumas situações como em casos de zonas de perda e aquíferos a seleção não ocorre através dessas considerações.

As densidades de lama são escolhidas para proporcionar uma margem de segurança aceitável acima das pressões de poros esperadas, para permitir reduções no peso efetivo da lama, causadas pelo movimento ascendente da coluna. A margem

normalmente utilizada é de 0,5 lbm/gal o que irá fornecer uma pressão excessiva no fundo do poço sobre a pressão de formação de poros.

3.2.2. Seleção do diâmetro dos revestimentos

O diâmetro dos tubos de revestimento é controlado pela ID necessária da coluna de produção e o número de fases intermediárias necessárias para atingir a profundidade desejada. “O diâmetro da broca selecionada deve proporcionar uma folga suficiente para além do OD da conexão do revestimento, permitir reboco na parede do poço e para equipamentos de revestimento, tais como centralizadores e arranhadores” (Mitchell; Miska, 2011).

A seleção dos diâmetros de revestimento que permitem o uso de brocas que são normalmente utilizadas é vantajoso porque os fabricantes das mesmas possuem uma maior disponibilidade de tipos e características destes diâmetros comuns. No entanto, diâmetros de brocas adicionais estão disponíveis e podem ser utilizadas em circunstâncias especiais.

A Figura 6 apresenta um esquemático da seleção do diâmetro de revestimento, onde as linhas contínuas representam os diâmetros mais comuns de brocas para cada diâmetro de revestimento e as tracejadas indicam as configurações menos comuns. Através da mesma, pode-se realizar a seleção do programa de brocas e selecionar o diâmetro do revestimento que será utilizado em cada fase.

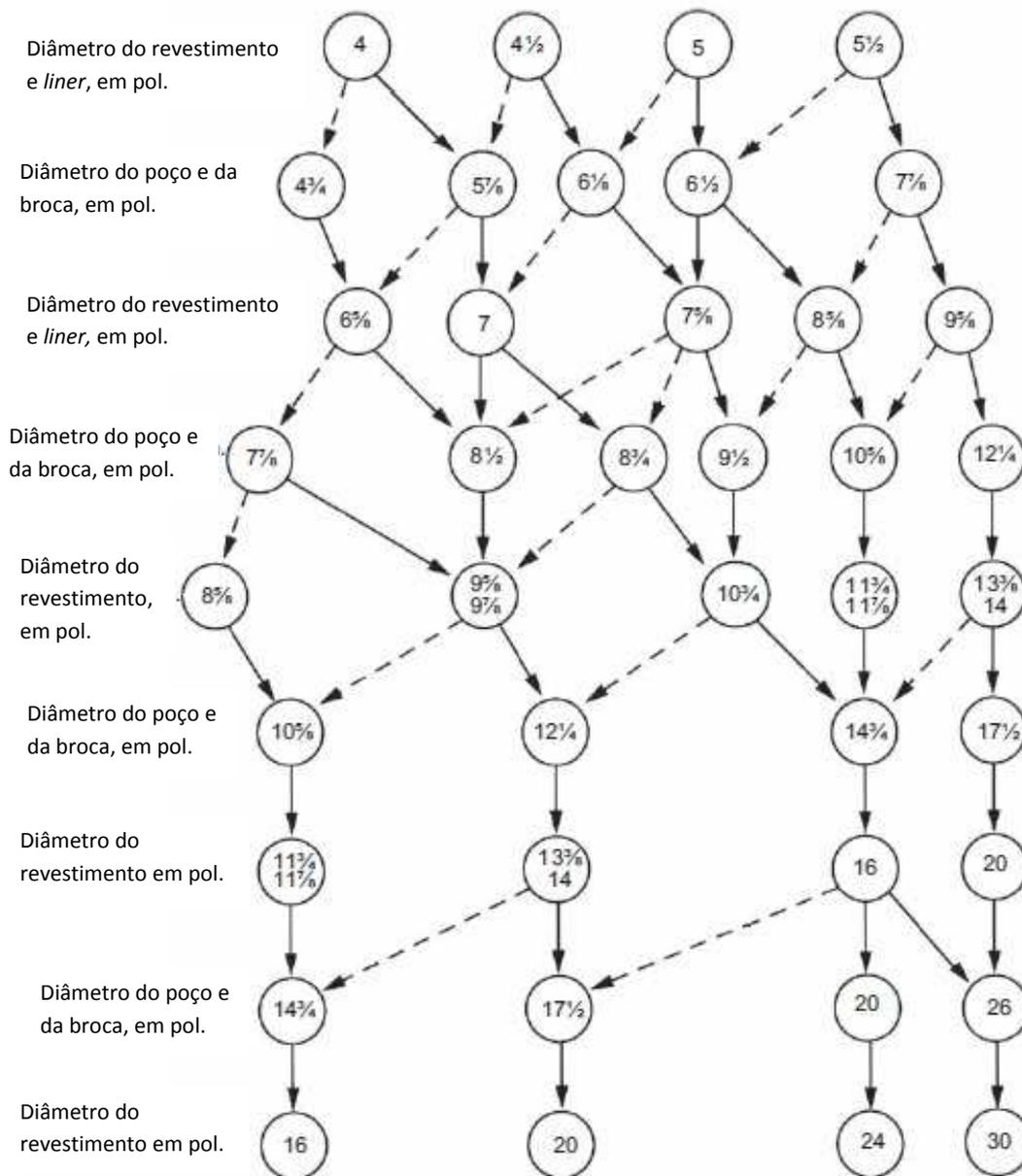


Figura 6 - Esquema para seleção do diâmetro do revestimento (Fonte: Adaptado de Mitchell; Miska, 2011)

3.2.3. Seleção de peso, grau e conexões

Uma vez que o comprimento e OD de cada coluna de revestimento foram estabelecidos, pode-se projetar o peso, grau e conexões. Em geral, cada coluna de revestimento é concebida para suportar as condições mais severas de carga esperadas durante o posicionamento do revestimento e durante a vida do poço.

As condições de carga que são sempre consideradas são fratura, colapso e tensão. Outras como flexão e flambagem também são consideradas. Como as condições de carga em um poço tendem a variar de acordo com a profundidade, muitas vezes é

possível obter um projeto de revestimento mais barato usando diferentes pesos, graus e conexões em uma única coluna de revestimento.

“É frequentemente impossível prever as várias condições de carga que uma coluna de revestimento será sujeita durante a vida de um poço. Portanto, o projeto de revestimento baseia-se normalmente em uma condição de carga assumidas. A carga assumida no projeto deve ser suficientemente severa para que haja uma probabilidade muito baixa de uma situação mais grave realmente venha a ocorrer e causando falha no revestimento. Quando apropriado, os efeitos da corrosão e desgaste do revestimento devem ser incluídos nos critérios do projeto. Estes efeitos tendem a reduzir a espessura do revestimento e aumentar consideravelmente as tensões que ocorrem” (Mitchell; Miska, 2011).

As colunas de revestimento necessárias para perfurar o poço com segurança até o objetivo desempenham funções diferentes das do revestimento de produção. Da mesma forma, condições de perfuração aplicáveis para os revestimentos de superfície são diferentes daquelas para os revestimentos intermediários ou *liners* de perfuração. Por esta razão, cada tipo de coluna de revestimento terá diferentes critérios no projeto de cargas. Os critérios também podem variar de acordo com o ambiente ou com a sua aplicação, como por exemplo poços submetidos a injeção de vapor.

Os revestimentos J55 e K55 são relativamente comuns em poços de petróleo. Devido principalmente ao seu baixo grau de aço e ao seu baixo preço. São revestimentos similares, porém a resistência a tração do K55 é superior, como apresentado anteriormente na Tabela 2. São normalmente encontrados em poços rasos, poços geotérmicos e poços de água.

O revestimento N80 possui dois tipos, o N80-1 e N80-2, os quais apenas diferem no processo de tratamento térmico. Possui as propriedades mecânicas superiores aos revestimentos J55 e K55, podendo ser aplicado em poços mais profundos do que esses tipos de revestimento, bem como em poços geotérmicos.

O revestimento L80 possui três tipos, o L80-1, L80 9Cr e L80 13Cr, os quais diferem no processo de tratamento térmico e em sua composição química. É frequentemente utilizado em poços com presença de H₂S.

O revestimento P110, possui um alto grau de aço e tem uma elevada resistência a tração. É geralmente utilizado em poços profundos.

3.3. Cimentação

Após a descida do revestimento, geralmente o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchida com cimento, realizando a cimentação primária do poço. A cimentação é realizada, basicamente, mediante o bombeio de pasta de cimento (água de mistura e cimento), que é deslocada através da própria coluna de revestimento.

A água de mistura é uma composição de água (água do mar ou água doce) e aditivos, os quais serão comentados posteriormente.

Segundo Galvão e Da Mata (2012), a cimentação possui como objetivo:

- Fixar e suportar o revestimento;
- Proteger o revestimento contra a corrosão causada por fluidos da formação;
- Isolar as zonas permeáveis para impedir a migração de fluidos;
- Evitar *kicks* e *blowouts*;
- Selar zonas com perda de circulação;
- Permitir que o poço produza de forma controlada.

3.3.1. Composição do cimento Portland

“Os cimentos são produzidos em sua essência a partir de uma mistura de calcário e argila. O cimento Portland, utilizado na construção civil, resulta da moagem de um produto denominado clínquer, obtido pelo cozimento até fusão incipiente da mistura de calcário e argila convenientemente dosada e homogeneizada, à qual é adicionada pequena quantidade de gesso (sulfato de cálcio)” (Thomas et al., 2001).

Os principais componentes químicos do cimento Portland são:

- Cal (CaO) – de 60% a 67%
- Sílica (SiO₂) – de 17% a 25%
- Alumina (Al₂O₃) – de 3% a 8%
- Óxido de ferro (Fe₂O₃) – de 0,5% a 6%

Desses quatro componentes principais, designados na química do cimento pelas letras C, S, A e F, respectivamente, derivam os compostos fundamentais mais complexos que determinam as propriedades do cimento, que são: Aluminato tricálcico (C3A), Ferroaluminato tetracálcico (C4AF), Silicato tricálcico (C3S) e Silicato dicálcico (C2S).

3.3.2. Classificação do cimento

Os cimentos Portland foram classificados em classes para a indústria de petróleo conforme a norma *API Spec. 10A*, as classes foram designadas em letras de A a J, em função da composição química, que deve estar de acordo com as condições de uso, como a profundidade e temperatura dos poços.

- **Classe A:** corresponde ao cimento Portland comum, usado em poços de até 2700 pés (aproximadamente 830 m). Atualmente, o uso deste tipo de cimento está restrito à cimentação de revestimentos de superfície.
- **Classe B:** para poços de até 6000 pés (aproximadamente 1830 m), quando é requerida moderada a alta resistência aos sulfatos.
- **Classe C:** também para poços de até 6000 pés (aproximadamente 1830 m), quando é requerida alta resistência inicial. Apresenta alta resistência aos sulfatos.
- **Classe D:** para uso em poços de 6000 até 10000 pés (aproximadamente 1830 até 3050 m), sob condições de temperaturas moderadamente elevadas e altas pressões. Apresenta alta resistência aos sulfatos.
- **Classe E:** para profundidades entre 6000 e 14000 pés (aproximadamente 1830 e 4270 m), sob condições de pressão e temperatura elevadas. Apresenta alta resistência aos sulfatos.
- **Classe F:** para profundidades entre 10000 e 16000 pés (aproximadamente 3050 até 4880 m), sob condições extremamente altas de pressão e temperatura. Apresenta alta resistência aos sulfatos.
- **Classes G e H:** para utilização sem aditivos até profundidades de 8000 pés (aproximadamente 2440 m). Como têm composição compatível com aditivos aceleradores ou retardadores de pega, podem ser usados praticamente em todas as condições previstas para os cimentos das classes A até E. Por isso, as classes G e H são as classes mais utilizadas atualmente na indústria de petróleo.
- **Classe J:** para uso como produzido, em profundidades de 12000 a 16000 pés (aproximadamente 3660 até 4880 m), sob condições de pressão e temperatura extremamente elevadas.

3.3.3. Principais aditivos para a cimentação

“Na grande maioria dos casos, é necessária a adição de produtos químicos na pasta de cimento com o objetivo de modificar suas propriedades, conforme as condições de poço ou operação” (Bensted, 1993).

Para que a pasta de cimento atenda aos seus requisitos é necessário que alguns cuidados no projeto e na execução da cimentação primária sejam tomados. “A escolha dos aditivos, bem como suas quantidades a serem adicionadas a pasta, dependem das propriedades individuais de cada poço” (Freitas, 2008).

Atualmente, existe uma grande quantidade de aditivos fornecidos por companhias de serviço, tanto na forma líquida quanto na sólida. Os mais utilizados estão listados a seguir:

- **Aceleradores de pega**

Visam diminuir o tempo de espessamento e aumentar a resistência compressiva inicial da pasta. O acelerador de pega mais comum é o cloreto de cálcio (CaCl_2), em proporção de 0,5 a 2%. “O NaCl a 2% funciona como acelerador, contudo, em concentrações maiores que 6%, apresenta comportamento contrário, retardando a pega da pasta” (Nelson, 1990).

O cloreto de cálcio apresenta efeitos colaterais como: aumento do calor de hidratação, aumento da viscosidade, desenvolvimento mais rápido de resistência à compressão, aumento do encolhimento da pasta e aumento da permeabilidade final do cimento com redução da resistência do cimento endurecido a sulfatos.

- **Retardadores de pega**

“Servem para retardar o início da pega na pasta, mantendo sua fluidez quando a temperatura e a pressão são muito altas para o uso do cimento sem aditivos. São fabricados à base de lignossulfonatos, ácidos orgânicos, derivados de glicose e etc” (Galvão; Da Mata, 2012).

- **Estendedores**

Utilizados para aumentar o rendimento da pasta ou reduzir a sua densidade. A adição de argilas faz aumentar o rendimento pela absorção de água, mantendo a pasta mais homogênea e diminuindo a separação da água. O silicato de sódio também reduz a separação da água, sendo mais utilizado do que as argilas. O nitrogênio também pode ser utilizado para criar pastas excepcionalmente leves.

- **Dispersantes**

Atuam nas cargas elétricas superficiais das partículas da pasta de cimento, alterando suas propriedades reológicas. Por reduzirem a viscosidade aparente das pastas, possibilitam o bombeio com maior vazão e menor perda de carga. O dispersante mais utilizado na cimentação de poços de petróleo é o sal de polinaftaleno sulfonato de sódio.

A adição de dispersantes pode produzir efeitos secundários indesejáveis tais como: aumento da água livre e da decantação dos sólidos, tornando a pasta menos estável, bem como influenciando no tempo de pega da mesma.

- **Controladores de filtrado**

Atuam reduzindo a permeabilidade do reboco de cimento, formado em frente as zonas permeáveis, e/ou aumentando a viscosidade do filtrado. As pastas de cimento devem apresentar baixa perda de filtrado, de modo a evitar a desidratação prematura. Os polímeros derivados da celulose e polímeros sintéticos são os redutores de filtrado mais utilizados.

Todos os aditivos a base de celulose apresentam certas desvantagens. São eficientes viscosificantes, o que torna mais difícil a mistura do cimento com a água de mistura podendo aumentar excessivamente a reologia da pasta aditivada.

A temperaturas a baixo de 65 °C, controladores a base de celulose possuem efeito secundário de retardador de pega. Além disso, temperaturas muito altas, como acima de 93 °C, diminuem consideravelmente sua eficiência.

3.3.4. Testes de cimento

As pastas de cimento para uso em poços de petróleo devem ser previamente testadas conforme procedimentos padronizados pela indústria de petróleo. Os testes simulam o comportamento da pasta em função das condições previstas para a sua utilização, tais como pressão, temperatura, tempo previsto de operação e o regime de fluxo durante o deslocamento. O teste de consistometria ou de tempo de espessamento é o mais importante, por indicar o tempo em que a pasta tem fluidez para ser bombeada, nas condições de pressão e temperatura do poço.

Não é recomendando a realização da cimentação de poços com pastas que não tenham sido previamente testadas. As condições do cimento no poço devem ser as mesmas do laboratório, para garantir que a pasta de cimento obtenha as condições previstas para a sua utilização, e para isso alguns cuidados devem ser tomados, como:

- ✓ Aditivos utilizados em laboratório e no poço devem ser de mesmo lote;
- ✓ Cimento utilizado no laboratório e no poço devem ser de mesma batelada;
- ✓ A sequência de mistura no poço deve seguir a mesma do laboratório.

3.3.5. Tipos de cimentação

- **Cimentação primária**

É a cimentação principal, realizada logo após a descida de cada coluna de revestimento no poço com a finalidade de preencher o espaço anular entre o revestimento e o poço. A qualidade da cimentação primária geralmente é avaliada

através de perfis acústicos corridos por dentro do revestimento, após a pega do cimento.

- **Cimentação secundária**

A cimentação secundária ocorre quando se é detectado problemas na cimentação primária, podendo ocorrer na forma de recimentação, compressão de cimento (*squeeze*) e tampões de cimento.

A recimentação ocorre quando há a necessidade de correção de longos trechos, sendo necessária a circulação da pasta até a superfície. A operação de *squeeze* ocorre quando há a necessidade de correção de pequenos intervalos, visando corrigir defeitos localizados, sanar vazamentos na coluna de revestimento ou isolar determinada zona através do bloqueio dos canhoneados.

O tampão de cimento é um bombeio de pasta de cimento com objetivo de cobrir um trecho do poço. Visam o isolamento de zonas inferiores, abandono temporário ou permanente do poço, combate a perda de circulação, servir como base para desvios, etc.

3.3.6. Parâmetros do poço que afetam o projeto e operações de cimento

Para o projeto de cimentação adequado, é fundamental considerar as condições do poço, como a temperatura, a pressão, a configuração do poço, fluido do poço e propriedades da formação.

3.3.6.1. Profundidade

A profundidade do poço influencia nas propriedades dos fluidos do poço, as pressões, a temperatura, e, portanto, o projeto da pasta de cimento. Também influencia na seleção do tamanho do revestimento, na pressão de bombeio (será requerido uma pressão maior de acordo com a profundidade), além do planejamento de parâmetros operacionais, tais como cotas de produção ou de injeção. “Poços extremamente profundos possuem desafios de projetos distintos por causa de altas temperaturas, altas pressões e fluidos de formação corrosivos” (Mitchell; Miska, 2011).

3.3.6.2. Geometria do poço e remoção do fluido de perfuração

A geometria do poço é importante na determinação da quantidade de cimento requerida para a operação de cimentação. Também determina a folga entre o revestimento e o poço, esta folga anular influencia no deslocamento do fluido de perfuração pela pasta de cimento. Recomenda-se um mínimo de espaço anular de 1 a 1,5 in. “Anulares que são menores, restringem as características de fluxo e, em geral tornam mais difícil para a pasta de cimento deslocar os fluidos de perfuração, sendo

necessário um aumento na pressão para que o deslocamento ocorra adequadamente” (Mitchell; Miska, 2011).

Outro aspecto da geometria do poço é a inclinação, a qual influencia a verdadeira profundidade e temperaturas vertical. Poços com grande inclinação podem ser um desafio, porque provavelmente o revestimento não estará bem centralizado no poço, fazendo com que o deslocamento do fluido de perfuração se torne difícil.

3.3.6.3. Temperatura

“A temperatura é um fator extremamente importante na concepção de um projeto de cimentação. Existem basicamente três temperaturas diferentes a considerar: a temperatura de circulação do fundo do poço (BHCT), a temperatura do fundo do poço estático (BHST), e o diferencial de temperatura, que é a diferença de temperatura entre a parte superior e inferior da colocação de cimento” (Mitchell; Miska, 2011).

O BHCT é a temperatura à qual o cimento vai ser exposto à medida que circula pelo fundo do revestimento. Também controla o tempo que leva para que o cimento tenha consistência. O BHST é a temperatura quando não há fluidos circulando e resfriando o poço. Desempenha um papel vital no desenvolvimento da resistência do cimento curado.

O diferencial de temperatura torna-se um fator significativo quando o cimento é colocado ao longo de um grande intervalo de profundidade com diferenças de temperatura significativas entre o topo e base do cimento.

3.3.6.4. Pressões da formação

Durante o planejamento da cimentação as informações sobre a pressão de poros das formações, a pressão de fratura, a pressão de colapso, litologia, permeabilidade, e outras características devem ser conhecidas. Geralmente, esses fatores podem ser determinados durante a perfuração.

A densidade dos fluidos de perfuração pode ser um bom indicador das limitações da pressão hidrostática do poço e da densidade equivalente de circulação (ECD) - pressão do fluido que circula no poço dividido pela profundidade vertical, expressa em lbm/gal.

O ECD em profundidades chave deve ser calculado para todos os fluidos, incluindo o fluido de perfuração, espaçador de cimento e a pasta de cimento. A pressão do poço sem circulação é chamada densidade estática equivalente (ESD).

Para manter a integridade do poço, o ECD não deve exceder o gradiente de fratura da formação mais fraca com poço aberto, evitando o fraturamento. O ECD e ESD não

devem ser inferiores a pressão de colapso da formação mais fraca no poço. Se o ECD ou ESD for inferior à pressão de colapso, o poço pode colapsar.

Normalmente, duas pastas de cimento diferentes podem ser necessárias para melhor se adequar a diferença de pressões.

3.3.6.5. Características químicas da formação

“A composição (litologia) de formações pode apresentar problemas de compatibilidade com fluidos de perfuração e cimentação. Formações argilosas são sensíveis à água doce e pode desfazer-se ou inchar se precauções especiais, como o aumento da salinidade da água, não forem tomadas. Algumas formações também podem conter líquidos que fluem, fluidos de alta pressão e gases corrosivos ou outras características complexas que requerem uma atenção especial. Modelos geoquímicos estão disponíveis para prever condições corrosivas pelas mudanças de pH ao longo da vida do poço e além (por muitas centenas de anos após o abandono de poços) ” (Mitchell; Miska, 2011).

3.4. Cabeça de poço

A cabeça de poço de poços terrestres consiste nos equipamentos de superfície de um poço de petróleo instalados na fase de perfuração. Apesar do trabalho não objetivar as práticas de projeto em cabeça de poço para poços submetidos a injeção de vapor, é importante falar da mesma pois a cabeça do poço promove suporte ao revestimento, a coluna de produção, a árvore de natal e ao BOP, os quais não serão comentados no presente trabalho.

3.4.1. Cabeça de revestimento

“Equipamento posicionado (enroscado, soldado ou preso por cunhas) ao topo do revestimento de superfície, responsável pela sustentação das demais colunas de revestimento do poço. A cabeça de revestimento oferece apoio também para o equipamento de segurança de cabeça de poço (ESCP: BOP, carreteis de perfuração, carreteis espaçadores, saída de lama, etc), imprescindíveis para os trabalhos de perfuração. Também permite um meio de acesso ao espaço anular entre o revestimento de superfície e o revestimento descido em seguida, através de saídas laterais roscadas, flangeadas ou estojudas” (Souza, 2003).

A Figura 7 apresenta um modelo de cabeça de revestimento.



Figura 7 - Cabeça de revestimento (Fonte: Souza, 2003)

A cabeça de revestimento é classificada de acordo com a sua forma de conexão. A Figura 8 apresenta os tipos de conexões do tipo soldada, “*slip-lock*” e roscada, respectivamente.

- ✓ **Conexão tipo soldada:** A conexão ocorre através de soldagem. Normalmente as cabeças do tipo soldada estão especificadas para revestimento de 20” e 30”;
- ✓ **Conexão tipo “*Slip-Lock*”:** A conexão é realizada pelo acunhamento do revestimento à cabeça. Possui sua extremidade inferior com cunhas e parafusos de energização. A vedação é feita por anéis ou gaxetas existentes na parte interna da cabeça que vedam contra a superfície externa do revestimento;
- ✓ **Conexão tipo roscada:** A cabeça de revestimento roscada é bastante comum quando o revestimento de superfície é menor que 20”. Para diâmetros de 13 3/8” e menores é mais prático e econômico utilizar-se cabeças de revestimento do tipo roscadas.

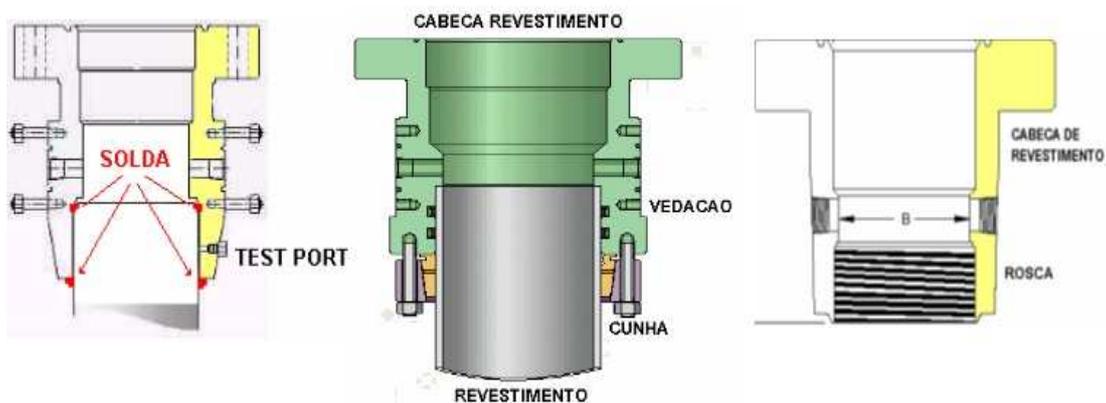


Figura 8 - Tipos de conexões de cabeça de revestimento (Fonte: Adaptado de Souza, 2003)

- **Cabeça de revestimento independente**

“O conceito de cabeça de revestimento independente baseia-se no fato da cabeça promover unicamente a ancoragem e isolamento do espaço anular entre revestimentos sem estabelecer uma continuidade como a que ocorre com os carretéis de ancoragem” (Souza, 2003), os quais serão vistos posteriormente.

É uma cabeça utilizada em poços rasos perfurados em área terrestre que possuem um número mínimo de fases, normalmente são perfurados em somente duas fases. Após a descida do último revestimento, o mesmo fica com sua extremidade exposta para enroscamento de uma cabeça de produção, a qual será apresentada no decorrer do trabalho.

A Figura 9 mostra a cabeça de revestimento do tipo independente ancorando o revestimento de produção destacado em amarelo.

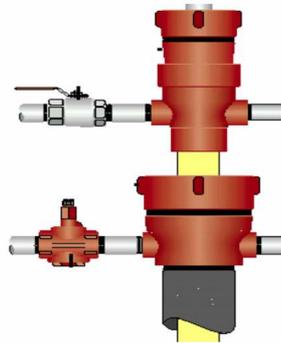


Figura 9 - Cabeça de revestimento independente (Fonte: Souza, 2003)

3.4.2. Carretel de ancoragem

Os carretéis de ancoragem complementam a cabeça do poço a partir da cabeça de revestimento. São utilizados quando forem descidos revestimentos intermediários entre o revestimento de produção e o revestimento de superfície.

“Fazem a adaptação da pressão de trabalho de cada fase do poço, promovem vedação e permitem acesso ao espaço anular entre os revestimentos bem como alojam suspensores adequados aos diâmetros dos revestimentos descidos” (Souza, 2003).

A Figura 10 ilustra um carretel de ancoragem com suas extremidades flangeadas, saídas laterais e alojamento interno para o suspenso de revestimento.



Figura 10 - Carretel de ancoragem (Fonte: Souza, 2003)

3.4.3. Suspensor de revestimento

“É o equipamento responsável pela ancoragem da coluna de revestimento e pela vedação superior do espaço anular entre revestimentos cimentados. São alojados no interior da cabeça de revestimento ou carretéis de ancoragem. Possuem vedação por elemento de borracha que são comprimidos contra o tubo e contra o alojamento cilíndrico da cabeça de revestimento por ação do peso dos revestimentos ancorados ou, opcionalmente, pela energização dos parafusos prisioneiros existentes em alguns tipos de cabeças de revestimento ou carretéis de ancoragem” (Souza, 2003).

A Figura 11 representa um suspensor de revestimento. Em amarelo evidencia-se o conjunto de cunhas de ancoragem e em preto está representado a borracha de vedação.

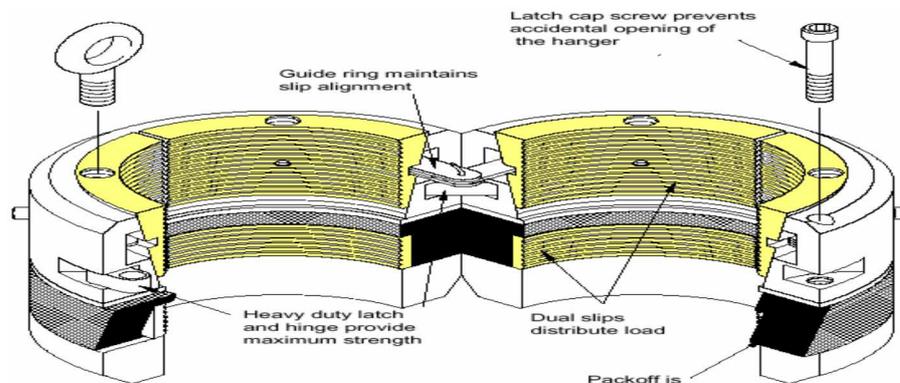


Figura 11 - Suspensor de revestimento (Fonte: Souza, 2003)

3.4.4. Cabeça de produção

Após a descida do revestimento de produção procede-se à instalação da cabeça de produção. Esse equipamento será a porta de entrada do poço e será utilizado para suportar a coluna de produção, para permitir a montagem do sistema de segurança para intervenção no poço, para garantir acesso ao anular coluna-revestimento, entre outras funções.

A cabeça de produção é a estrutura posicionada para dar continuidade ao revestimento de produção e para alojar os suspensores que suportam a coluna de produção do poço. Possui saídas laterais para posicionamento de válvulas que darão acesso seguro e controlado ao espaço anular coluna-revestimento.

São classificadas como cabeça de produção flangeada ou roscada. A Figura 12 ilustra a cabeça de produção flangeada e a roscada, respectivamente.

- ✓ **Cabeça de produção flangeada:** Esse tipo de cabeça de produção fica flangeada ao carretel ou cabeça de revestimento que ancorou o revestimento de produção e realiza com ele vedação através de gaxetas ou anéis em sua parte inferior, internamente (vedação secundária);

- ✓ **Cabeça de produção rosçada:** Esse tipo é empregado mais em poços rasos em terra perfurados normalmente em duas fases. Possui também parafusos prisioneiros para fixação do suspensor de coluna.

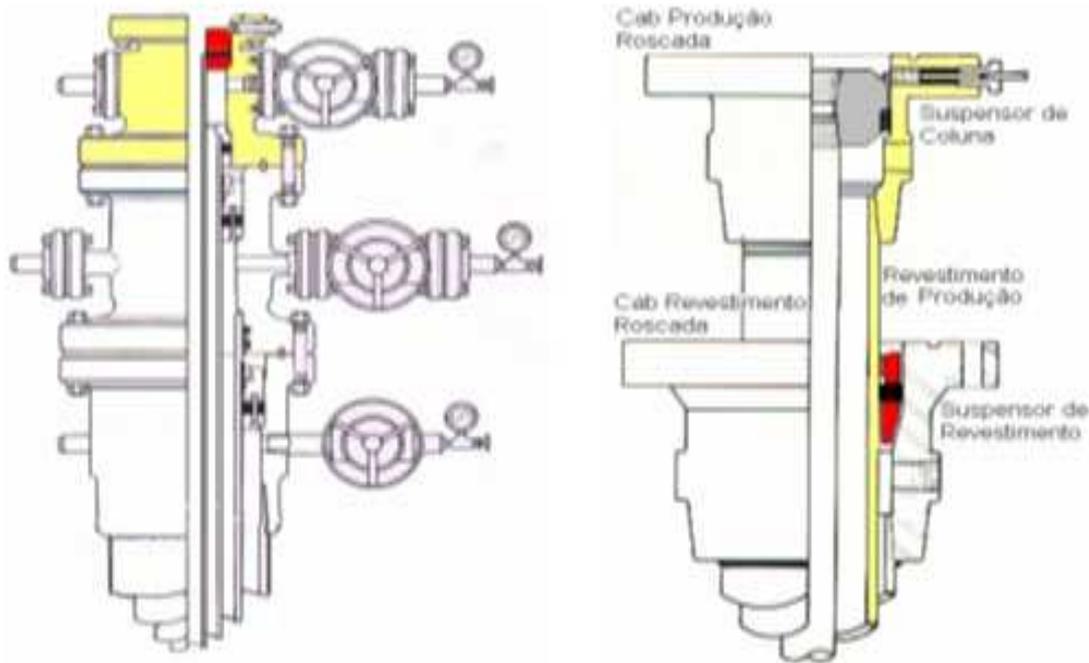


Figura 12 – Tipos de cabeça de produção (Fonte: Adaptado de Souza, 2003)

3.5. Métodos de recuperação avançada

O início da vida produtiva do reservatório ocorre por meio da recuperação primária quando o mesmo apresenta mecanismos de produção que se mostrem eficientes. Com o decorrer do processo a energia natural do sistema se esgota, devido à queda de pressão do reservatório, fazendo com que grandes quantidades de hidrocarbonetos fiquem retidas no reservatório.

Quando essa situação ocorre, os reservatórios que se encontram nessa situação são grandes candidatos ao emprego de processos que buscam uma recuperação adicional, a recuperação do óleo que ficaria retido no caso da recuperação primária. Os processos que buscam uma recuperação adicional são chamados de métodos de recuperação avançada, onde podem ser classificados em convencionais ou especiais.

3.5.1. Métodos especiais de recuperação avançada

Os métodos especiais de recuperação avançada podem ser utilizados após um processo de recuperação secundária ou em qualquer período da vida produtiva de um reservatório. O objetivo desses métodos não é apenas restituir a pressão da formação, mas também melhorar o deslocamento do óleo e fluxo no reservatório.

“Esses métodos especiais de recuperação surgem da necessidade de aumentar a vida útil de um reservatório, e é utilizado quando já não é recomendável a recuperação por métodos convencionais. Estes processos envolvem um agente externo que pode ajudar a diminuir a viscosidade do óleo, a melhorar o fluxo no meio poroso, a diminuir a tensão interfacial entre os fluidos, aumentando a mobilidade do óleo que vai ser produzido” (Thomas et al., 2001).

Os métodos especiais de recuperação são divididos geralmente em três categorias: métodos miscíveis, métodos químicos e métodos térmicos. Os métodos baseados em energia térmica para reduzir a viscosidade de óleos com pouca ou quase nenhuma mobilidade usam geralmente líquidos quentes (água quente ou vapor), ou a Combustão *in situ* para garantir o aumento da temperatura e conseqüente transferência de calor ao fluido do reservatório.

3.5.1.1. Métodos térmicos

Em reservatórios com óleos pesados ou extra pesados que são muito viscosos, não é adequada a utilização de métodos convencionais de recuperação, já que a alta viscosidade do óleo pode impedir o movimento do óleo dentro do meio poroso deixando passar apenas o fluido injetado, resultando em baixas eficiências de varridos.

“O objetivo da recuperação térmica é aquecer o reservatório e o óleo nele existente para aumentar a sua recuperação, através da redução da viscosidade do óleo. Na injeção de fluido aquecido, o calor é gerado na superfície e levado para dentro do reservatório pelo fluido injetado, que usualmente é a água, resultando em um projeto de injeção de vapor ou de água quente” (Rosa et al, 2006).

Segundo Rodrigues (2008), o calor afeta a recuperação de óleo pela redução de viscosidade, o que provoca um aumento da eficiência de varrido, pela expansão e destilação do óleo, e extração de solvente, o que aumenta a eficiência de deslocamento. O sucesso do método se dá principalmente pela atuação destes mecanismos.

3.5.1.1.1. Injeção de vapor

O método consiste na injeção de vapor superaquecido no reservatório, formando um banco de vapor que se condensa e transfere calor para o óleo, para a água e para a própria rocha, inclusive as das camadas adjacentes. Apresentam dois modos de operação: cíclico e contínuo (Lacerda, 2000).

A injeção cíclica de vapor é aplicada para reforçar a recuperação primária de reservatórios de óleos viscosos. “É primeiramente uma técnica de estimulação que, através da redução da viscosidade e efeitos de limpeza ao redor do poço, ajuda a energia natural do reservatório a expulsar o óleo” (Rosa et al., 2006).

Segundo Rodrigues (2008), a injeção cíclica de vapor é frequentemente usada em projetos de injeção contínua de vapor. Geralmente, a maioria dos projetos de injeção de vapor começa como um programa de injeção cíclica sendo posteriormente mudada para injeção contínua quando a injeção cíclica se torna inadequada. A utilização da injeção cíclica inicialmente ocorre devido a rápida resposta no aumento de vazão de óleo, em relação à contínua, fazendo com que o retorno financeiro seja obtido de maneira antecipada.

A injeção é chamada de cíclica porque pode ser repetido diversas vezes (ciclos) onde cada ciclo consiste de três etapas distintas: fase de injeção, fase de “soaking” e fase de produção. A Figura 13 apresenta as três etapas da injeção cíclica de vapor.

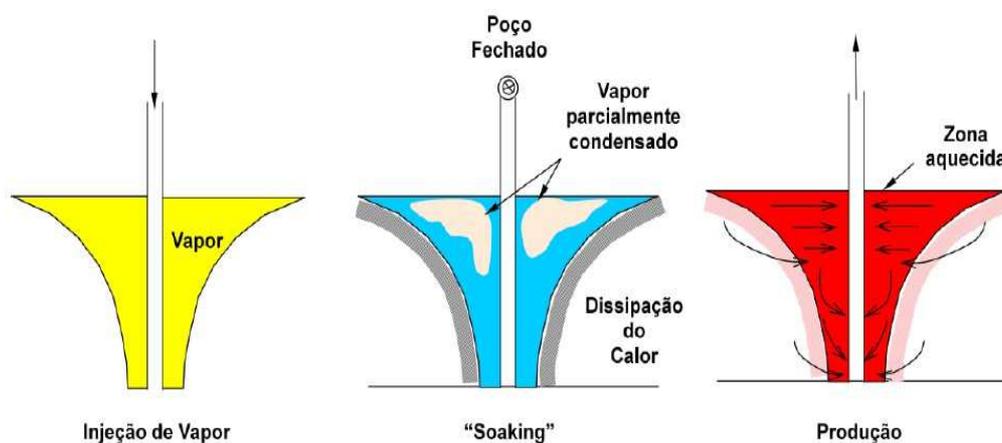


Figura 13 – Etapas da injeção cíclica de vapor (Fonte: Galvão, 2012)

A primeira fase, a fase de injeção, consiste em injetar certa quantidade de vapor previamente calculada onde é injetado o mais rápido possível em um poço por um determinado período de tempo. A fase de “soaking” ocorre depois da injeção onde o poço permanece fechado por alguns dias para que o calor injetado seja mais bem distribuído a uma maior parte do reservatório. Em seguida, ocorre a fase de produção a qual o óleo é produzido até que um novo ciclo seja realizado. No início da fase de produção o óleo é produzido em vazões altas e depois estas vazões começam a diminuir rapidamente. A cada ciclo, o processo se torna menos eficiente, resultando cada vez mais em vazões menores. Os ciclos são repetidos até que o limite econômico seja alcançado.

A injeção contínua de vapor consiste em uma injeção contínua do fluido, diferentemente da injeção cíclica onde esta é intermitente. Enquanto na injeção cíclica tanto a injeção como a produção ocorrem no mesmo poço, na injeção contínua os poços injetores e produtores são distintos, onde o vapor injetado no reservatório faz com que o óleo seja deslocado em direção aos poços produtores.

Uma zona de vapor se forma em torno do poço injetor, a qual se expande com a contínua injeção. Nessa zona a temperatura é aproximadamente aquela do vapor injetado. Adiante do vapor forma-se uma zona de água condensada, através da qual a temperatura diminui a partir da do vapor até a do reservatório, como apresentado na Figura 14.

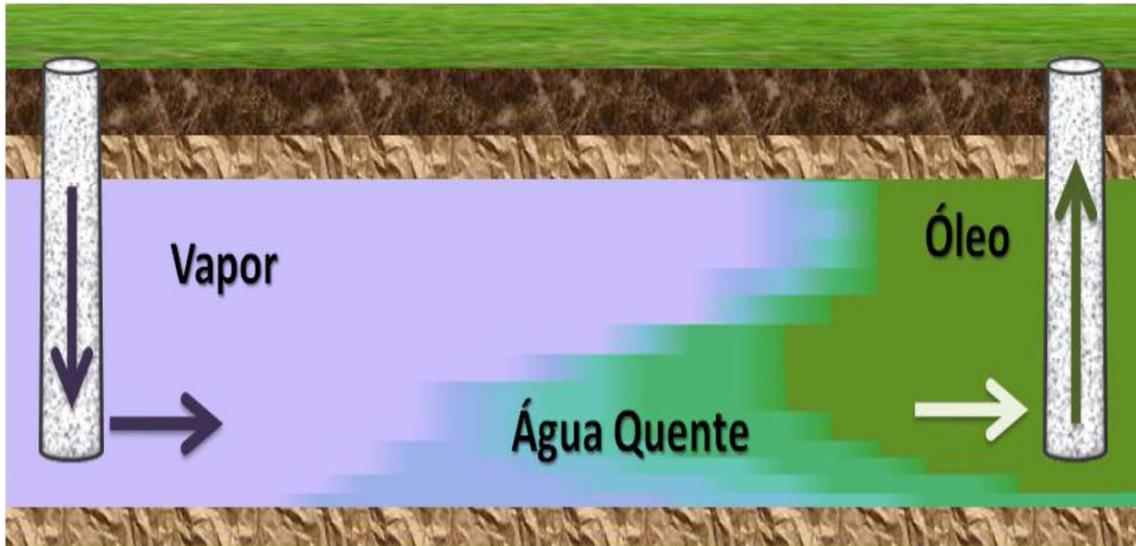


Figura 14 – Injeção contínua de vapor (Fonte: Santana, 2009)

“A quantidade de calor recebida e retida pela formação determina a resposta ao processo de injeção de vapor. O crescimento rápido e continuado da zona de vapor, resultando em alta vazão de deslocamento do óleo, requer que um mínimo de calor seja perdido através das linhas de superfície, nos poços de injeção e para as formações adjacentes. As perdas de calor nesse caso são uma função da temperatura de injeção, das características do reservatório e do equipamento utilizado” (Rosa et al, 2006).

A seleção adequada dos equipamentos possui uma importância vital para a vida do poço. Para os poços submetidos a injeção de vapor os mesmos serão fundamentais na garantia da eficiência da recuperação do petróleo, a qual está relacionada com a efetividade do vapor que chega à formação.

O vapor é injetado da superfície ao fundo do poço, dessa forma os equipamentos devem evitar ou minimizar a dissipação do calor durante a injeção de vapor fazendo com o que o calor chegue no reservatório como projetado e conseqüentemente obtendo uma melhor produtividade. Poços mais profundos devem ter alguns cuidados especiais para evitar a perda de calor.

3.6. Completação de poços submetidos a injeção de vapor

Para a completação (intervenção posterior a perfuração objetivando deixar o poço em condições de operar de forma segura e econômica) de poços submetidos a injeção de vapor os mesmos estarão submetidos a temperatura e pressões elevadas, principalmente na injeção contínua de vapor a qual o poço estará constantemente submetido a essas condições, podendo ocasionar fissuras na bainha de cimento, vazamento pelas juntas e pelas roscas do revestimento e causar alongação no mesmo, os quais serão apresentados no decorrer do trabalho.

Geralmente, três configurações para injeção de vapor são normalmente utilizadas nas completações de poços, sendo elas: coluna convencional sem *packer* térmico, coluna convencional com *packer* térmico e coluna isolada com *packer* térmico (VIT – *Vacuum Insulated Tubing*).

A coluna isolada consiste basicamente em um tubo dentro de outro e o anular entre esses tubos é preenchido com algum material isolante, como por exemplo a cerâmica, e possui como objetivo garantir a menor dissipação do calor ao longo da coluna de injeção.

A Figura 15 apresenta as três configurações para injeção de vapor, onde o (a) representa a coluna convencional sem *packer* térmico, o (b) a coluna convencional com *packer* térmico e o (c) a coluna isolada com *packer* térmico.

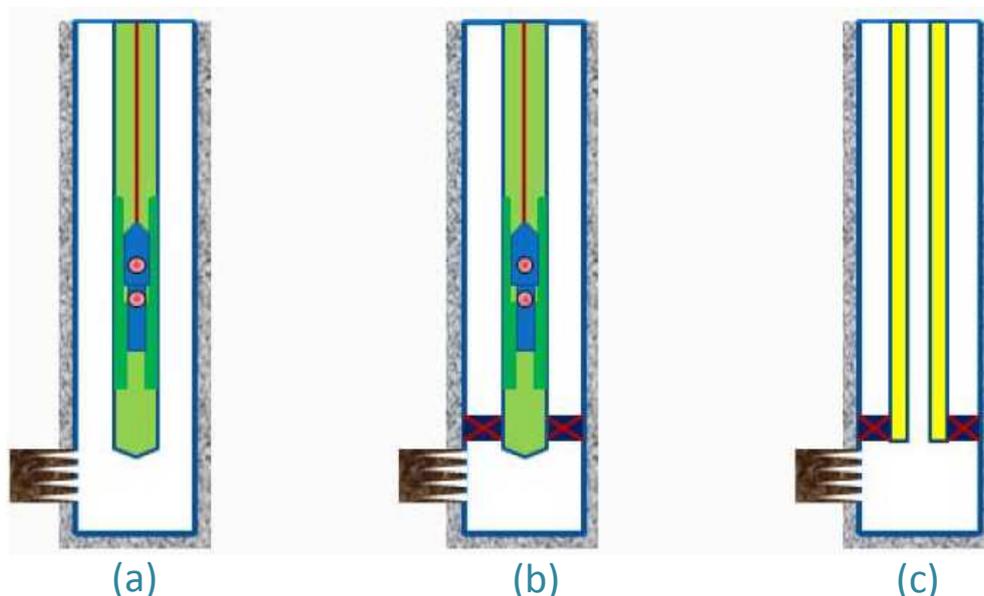


Figura 15 – Configurações para injeção de vapor (Fonte: Yue et al., 2013)

Segundo Yue et al. (2013), a coluna convencional sem *packer* térmico pode ser utilizada em poços rasos de até 300 m. Para poços entre 300 e 600 m recomenda a utilização de coluna convencional com *packer* térmico e para poços acima de 600 m recomenda o uso da coluna isolada com *packer* térmico. Essas recomendações ocorrem

devido a necessidade de garantir ou reduzir a perda de calor ao longo da coluna de injeção, para que o vapor possa chegar aquecido ao reservatório.

Estudos comparativos entre as três configurações foram outrora estudados por Yue et al. (2013), o qual apresentou uma comparação entre a perda de calor e a qualidade do vapor em relação a profundidade. A coluna isolada com *packer* térmico mostrou-se mais eficiente em ambos os casos, tendo uma menor perda de calor e uma maior qualidade de vapor para uma determinada profundidade.

No entanto, segundo Yue et al. (2013) essa configuração apresenta algumas limitações, sendo elas:

- Problemas mecânicos: Falhas no *packer* térmico, podendo causar possíveis danos ao revestimento e ao cimento.
- Problemas de *workover* (intervenções posteriores à completação): Troca da coluna isolada pela coluna de produção a qual precisará de sonda, aumenta o custo e leva a uma perda de tempo em que o óleo está em alta temperatura.

Com o intuito de resolver os problemas do VIT, a estratégia de injeção de vapor por VIC (*Vacuum Insulated Casing*), que seria o uso de tubos isolados como revestimento, pode ser utilizada na construção de novos poços. O VIC será apresentado no decorrer do trabalho.

CAPÍTULO IV:
Metodología

4. Metodologia

A metodologia adotada no presente trabalho caracteriza-se por uma revisão bibliográfica referente a equipamentos de poço e injeção de vapor, enfatizando revestimento e cimentação. A revisão desses tópicos consistiu em um estudo sobre as funções, características e definições dos mesmos.

Foi realizado uma revisão bibliográfica referente a trabalhos realizados anteriormente com práticas de projetos para poços submetidos a injeção de vapor. Realizou-se um estudo e análise sobre a influência da alta temperatura nos equipamentos e sobre importância da seleção dos mesmos.

As revisões foram realizadas, principalmente, através de livros, apostilas da Petrobras e artigos da *The Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

No capítulo seguinte, será apresentado os resultados obtidos através dos estudos realizados e posteriormente será apresentado as conclusões do mesmo.

CAPÍTULO V:

Resultados e discussões

5. Resultados e discussões

Neste capítulo, apresentam-se os resultados obtidos através dos estudos e análises realizados sobre poços submetidos a injeção de vapor, apresentando algumas práticas de projeto para esses tipos de poços.

5.1. Critérios de cimentação

O número de poços de injeção de vapor vem crescendo, principalmente em campos do nordeste brasileiro. Porém, altas temperaturas podem resultar em falhas mecânicas na bainha de cimento. Tais falhas comprometem a estabilidade mecânica do poço e o isolamento das zonas produtoras de óleo e/ou gás. Para que operações de cimentação corretivas não se façam necessárias, projetar um sistema de pastas adequado às condições de cada poço é uma etapa de relevante importância.

Goodwin e Crook (1992) analisaram as principais causas que levam a bainha de cimento a perder sua integridade. Foi identificado que a aplicação do vapor aquecido gera um elevado gradiente de temperatura no revestimento. Este gradiente induz a expansão térmica, que acarreta elevadas tensões na bainha de cimento, como apresentado na Figura 16. Apesar de não ser o objetivo, vale salientar que, os gradientes de pressão também influenciam no colapso da bainha de cimento.

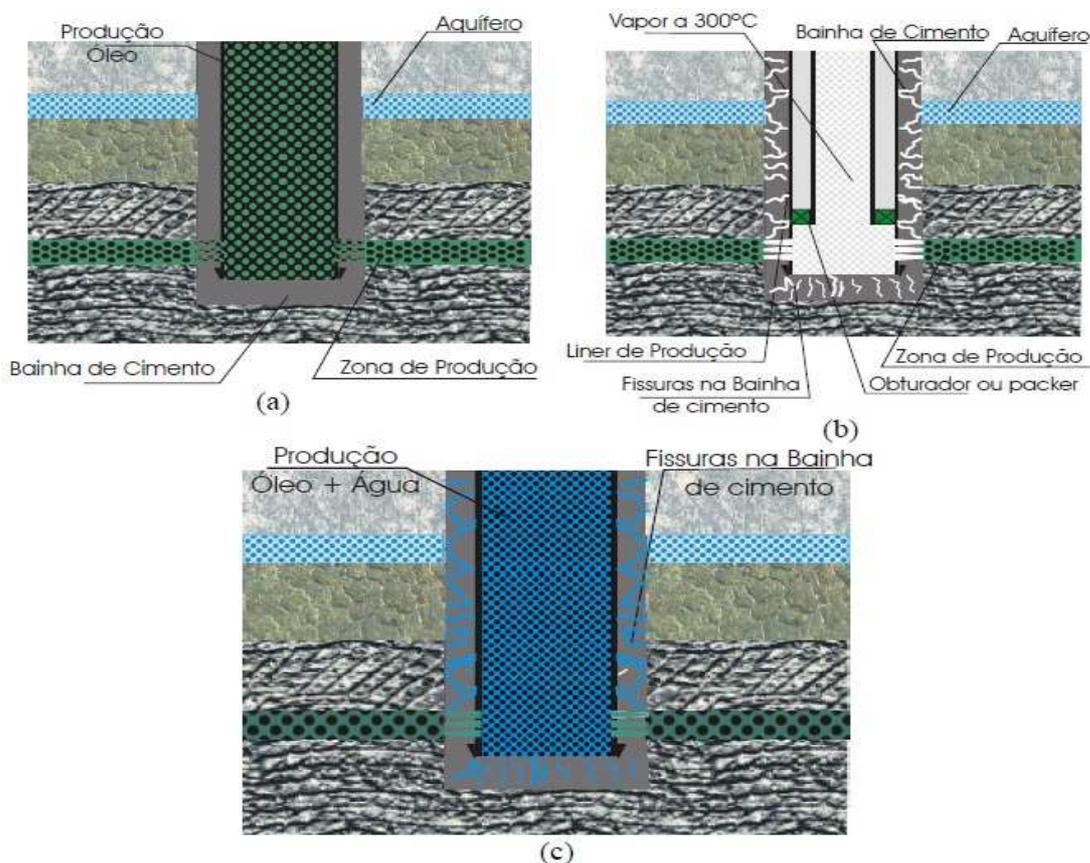


Figura 16 – (a) Esquema de um poço; (b) Aplicação da injeção de vapor promovendo a fissuração da bainha de cimento; (c) Produção de óleo e água. (Fonte: Correia, 2009)

Quando sujeitas a altas temperaturas, o comportamento físico-químico da pasta apresenta mudanças significativas. Se a formulação não for realizada de maneira adequada, a pasta pode perder resistência mecânica e aumentar sua permeabilidade. Essas alterações podem levar à perda de isolamento e, conseqüentemente, proporcionar um elevado risco para as operações.

Projetos de pastas de cimento para poços de alta temperatura requerem um bom controle de suas propriedades termomecânicas. Sob condições normais, a pasta de cimento desenvolve sua resistência compressiva à medida que o processo de hidratação ocorre.

“Entretanto, a temperaturas superiores a 230 °F, o cimento alcança um valor máximo de resistência após algumas horas, e inicia-se um processo de perda de resistência (retrogressão)” (Campos et al, 2002). Uma forma muito utilizada pela indústria do petróleo para preveni-lo é substituindo parcialmente o cimento Portland por sílica, reduzindo a razão CaO/SiO₂.

“As medidas de resistência à compressão fornecem informações sobre a capacidade do material a ser usado na bainha cimentante suportar o revestimento e manter a adesão com as formações adjacentes” (Nascimento, 2006).

Os benefícios da inclusão da sílica em pastas de cimentação foram outrora estudados por Nelson (1990), que verificou que em ambientes acima de 230 °F as pastas contendo 30 - 40% de sílica flour 325 *mesh* (45 µm) estabilizam as reações ativadas pela temperatura não ocorrendo o decaimento da resistência à compressão nem o aumento da permeabilidade do cimento.

Isto ocorre porque quando o cimento endurecido é submetido a temperaturas superiores a 230 °F, ocorre uma modificação na estrutura do gel C-S-H hidratado resultando em queda da resistência à compressão e aumento da permeabilidade. “Na presença de sílica adicional, ocorre a formação de diferentes fases minerais do tipo hidrato de silicato de cálcio, que por sua vez preserva altas resistências mecânicas” (Nelson, 1990). Assim, a sílica age promovendo o fenômeno da prevenção da retrogressão do cimento.

Segundo Ostroot e Shryock (1964), normalmente, a pasta com sílica é utilizada entre o revestimento intermediário e produção ou entre o revestimento de superfície e produção, quando o intermediário não é descido. O retorno de pasta na superfície deve ser obtido em cada fase do revestimento. Isso tenderá a reduzir ou minimizar a deformação do revestimento causada pela temperatura.

5.2. Elongação e bi engaste

Para poços submetidos a injeção de vapor, deve-se tomar precauções a respeito da elongação do revestimento. Com o aumento da temperatura no poço devido a injeção de vapor uma tensão térmica é desenvolvida no revestimento e quando o mesmo está aquecido pode ocorrer sua expansão.

A Figura 17 apresenta a expansão térmica que o revestimento pode sofrer, podendo ocorrer expansão no diâmetro e/ou comprimento.

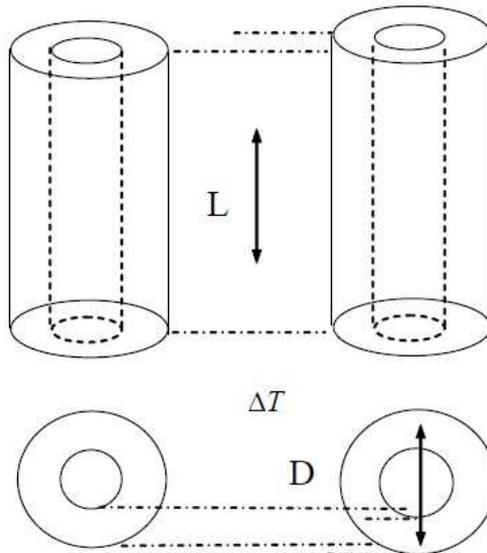


Figura 17 – Ilustração de expansão térmica no revestimento (Fonte: Wu et al, 2005)

A expansão térmica pode ser calculada através de fórmulas, as quais serão apresentadas a seguir, as fórmulas apresentadas calculam a expansão térmica considerando que não exista nenhuma restrição no poço e que o poço seja vertical.

$$(1) \varepsilon = \alpha \Delta T$$

$$(2) \Delta L = \varepsilon L$$

$$(3) \Delta D = \varepsilon D$$

Onde, a fórmula (1) representa a expansão térmica do revestimento, a qual é calculada pelo coeficiente de dilatação térmica multiplicado pelo aumento da temperatura, respectivamente. As fórmulas (2) e (3) calculam a expansão no comprimento e diâmetro do revestimento, respectivamente. O cálculo é realizado multiplicando a expansão térmica no revestimento pelo comprimento do mesmo, no caso (2), ou multiplicando pelo diâmetro do revestimento, no caso (3).

O bi engaste ocorre quando o revestimento está bem cimentado em dois pontos e entre esses pontos existe um trecho com má cimentação ou sem cimento. Nos trechos em que a cimentação não possui uma cimentação satisfatória ou não esteja cimentada, o revestimento não terá restrição para a sua expansão quando for aquecido, podendo ocasionar falhas no revestimento.

A Figura 18 apresenta um caso de bi engaste, onde mostra um trecho sem cimentação entre dois trechos bem cimentados. Percebe-se através da mesma o comportamento do revestimento quando aquecido onde o mesmo poderá se expandir podendo ocasionar falhas.

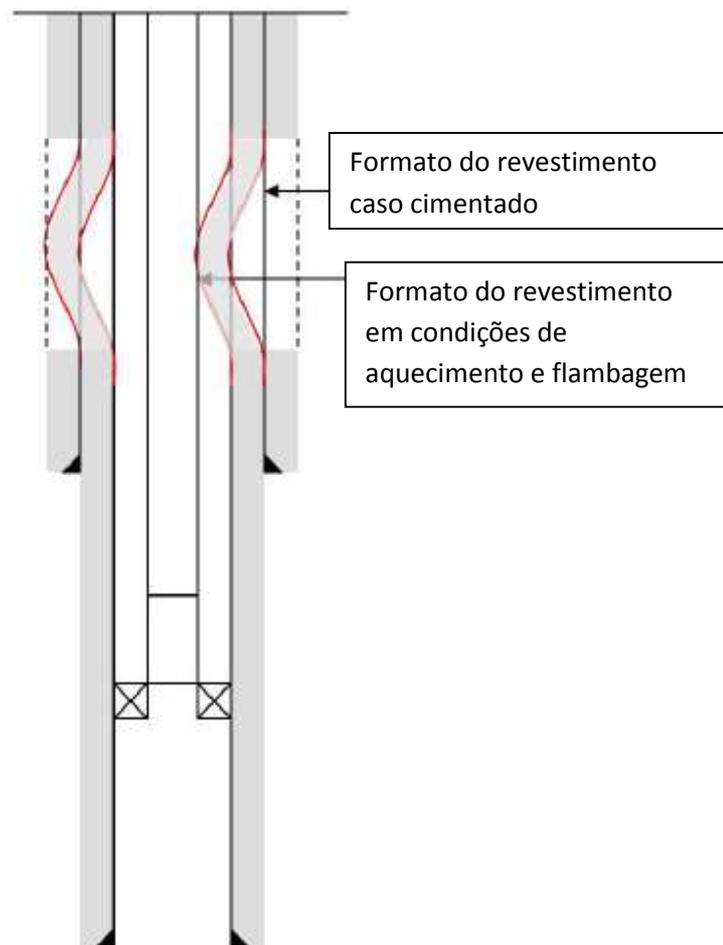


Figura 18 – Exemplo de bi engaste
(Fonte: Adaptado de Blade energy partners, 2012)

Segundo Wu et al. (2005), se durante a expansão térmica o revestimento for restringido de ter uma expansão axial, a mesma será convertida em uma tensão axial térmica de compressão, o que poderá ocasionar falha no revestimento.

A expansão na direção radial pode ocasionar deformação no cimento, podendo causar fissuras como exposto no trabalho, e as pressões de contato geradas entre o cimento e o revestimento irão depender das propriedades do cimento e da formação.

5.3. Critérios de conexão de revestimento

A Indústria do petróleo foi uma das primeiras indústrias que necessitaram de vedações metal-metal, devido às pressões e temperaturas envolvidas e fluidos que são produzidos. “Tipo de sistemas de vedação convencionais geralmente usam elastômeros como um selo de integridade de pressão. Porém, esse tipo de vedação possui limitações em termos de pressão diferencial máxima, temperatura, química e resistência de gás” (Garfield, 2007).

O alto grau de expansão térmica de elastômeros, juntamente com a sua exigência de material anti-extrusão e manutenção regular os torna maus candidatos para vedações primárias em poços de alta temperatura. Alta eficiência de compressão em conexões de revestimento é necessário em poços submetidos a injeção de vapor, isso se dá devido as condições de alta temperatura, a elevada força de compressão axial e possível presença de H₂S.

Conexão premium com vedação metal-metal terá um desempenho superior do que as conexões API comuns (BTC e LTC), que apesar de possuírem menor custo, podem apresentar maior risco de falhas de conexão. A substituição de vedação com elastômeros pela vedação metal-metal irá eliminar as falhas comuns que ocorrem nesse tipo de vedação, como por exemplo, falhas de extrusão, deformação, desgaste e etc. A Figura 19 apresenta um exemplo de vedação metal-metal.

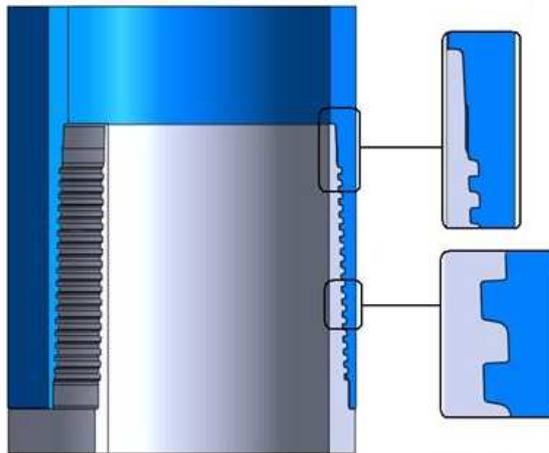


Figura 19 - Exemplo de vedação metal-metal

(Fonte: www.tpcointernational.com; Acesso em: Maio, 2015)

Vedação metal-metal é praticamente independente da temperatura e pode conseguir manter a integridade do selo em até 700 °F. Dessa forma, percebe-se que vedações metal-metal são requeridas como vedação primária para poços com alta temperatura.

5.4. *Vacuum Insulated Casing (VIC)*

O VIC é utilizado como revestimento de produção acima da formação nos poços que utilizam essa tecnologia. Possui tanto ID como OD com diâmetros maiores afim de permitir a passagem dos tubos e da bomba.

Os tubos de VIC e VIT são similares em diversos aspectos, tais como: materiais, sistema de isolamento, utilização de um tubo dentro de outro, soldagem, fabricação, etc. A principal diferença entre eles está em sua função e no papel que desempenha na vida do poço. O VIC é considerado como uma parte do poço completado e não apenas um meio de evitar a dissipação do calor (Yue et al, 2013).

Segundo Yue et al. (2013) as principais vantagens do VIC sobre o VIT, são:

- Injeção de vapor pelo anular e produção pela coluna;
- Maior área aberta ao fluxo para o vapor;
- Não há necessidade de *packers*;
- Não há necessidade de intervenção para troca de coluna.

A Figura 20 apresenta um esquema do VIC, onde mostra o mesmo cimentado e a injeção de vapor ocorrendo pelo anular. Por utilizar o VIC a injeção pode ocorrer diretamente pelo anular chegando a formação e evitando ou minimizando problemas na bainha do cimento.

Percebe-se também através da mesma que o poço já se encontra equipado para produção, evitando assim uma intervenção para troca da coluna, o que reduz o tempo operacional, custos e evita a perda de energia devido o tempo que seria necessário para a intervenção.

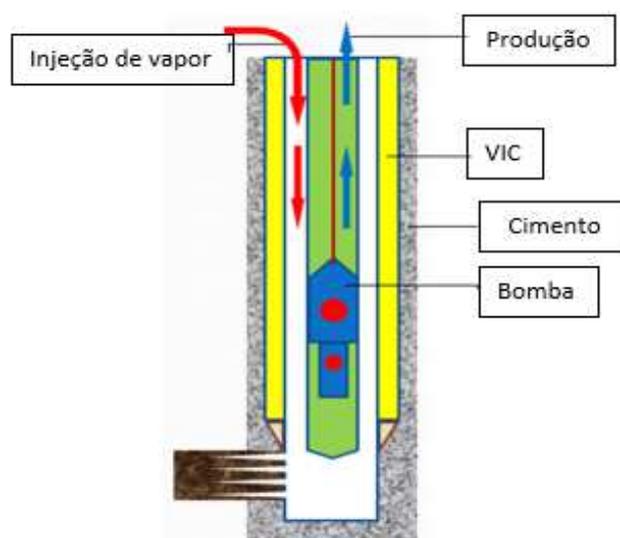


Figura 20 – Esquema do VIC (Fonte: Adaptado de Yue et al., 2013)

CAPÍTULO VI:

Conclusões e recomendações

6. Conclusões e recomendações

Neste capítulo, apresentam-se as principais conclusões de práticas de projeto obtidas através do estudo e análise do revestimento e cimentação para poços submetidos a injeção de vapor e as recomendações para futuros trabalhos.

6.1. Conclusões

O presente trabalho apresentou a importância da elaboração adequada dos projetos de poço, enfatizando revestimento e cimentação, fazendo com que o poço possa operar de forma segura e economicamente viável nas condições especificadas. Algumas das práticas mais importantes para poços submetidos a injeção de vapor comentadas no trabalho se encontram a seguir.

- A temperatura elevada modifica as propriedades físico-químicas do cimento levando a uma redução da resistência compressiva e aumento da permeabilidade;
- A adição de 40% de sílica flour 325 *mesh* mostrou-se indispensável para otimização de projetos de pastas para poços de alta temperatura, visto que a mesma previne a retrogressão e aumento da permeabilidade do cimento;
- Cimentações bem realizadas são importantes para tentar reduzir ou minimizar a deformação do revestimento causada pela temperatura, evitando a ocorrência de bi engaste e, conseqüentemente, reduzindo possíveis falhas no revestimento;
- O retorno de pasta na superfície deve ser obtido em cada fase do revestimento;
- Evitar que o poço possua restrições geométricas, minimizando a geração de tensão axial térmica de compressão, o que pode ocasionar uma tensão maior que a suportada pelo revestimento;
- Para poços com alta temperatura é recomendado a utilização de uma vedação metal-metal ao invés de vedações convencionais por reduzir o risco de falhas sofridas pelos mesmos;
- A utilização de tubos de revestimento isolados na construção de novos poços pode ser uma alternativa para poços mais profundos submetidos a injeção de vapor.

6.2. Recomendações

- Realizar estudo sobre a utilização de revestimentos de graus mais elevados para redução de falhas no revestimento;
- Realizar estudo sobre cálculos para dimensionamento de revestimento para poços submetidos a injeção de vapor;
- Realizar estudo e análise sobre a utilização de outros aditivos que possam evitar ou minimizar a retrogressão na pasta de cimento;

- Realizar estudo sobre práticas de projeto em cabeça de poço para poços submetidos a injeção de vapor;
- Realizar análise comparativa entre práticas de projeto para poços submetidos a injeção contínua de vapor e poços submetidos a injeção cíclica de vapor.

Referências

Referências

ALLEN, T. O. e ROBERTS, A. P. *Production Operations*. Volumes 1 e 2. OGCI, 1978. ISBN 0-930 972-00-7.

API. API Spec. 10A:; *Specification for Cements and Materials for Well Cementing*, 23rd edition. 2002. Washington, DC: API.

BENSTED, J.A. *Simple retarder response test for oil well cements at high temperatures*. Cement and Concrete Research, 1993. V. 23, p.1245.

BLADE ENERGY PARTNERS. *Thermal Casing Design*. 2012.

BRANTLY, J. E. *History of Oil Well Drilling*. Texas: Gulf Publishing Company, 1971.

CAMPOS, G., SIMÃO, C.A., TEIXEIRA, K.C., CONCEIÇÃO, A.C.F. *Curso de cimentação primária*, 2002.

CORREIA, R. F. “*Avaliação mecânica e estrutural de pastas cimentícias para poços de petróleo submetidos à injeção de vapor*”. Dissertação de Mestrado, UFRJ, COPPE, Programa de Engenharia Civil. Rio de Janeiro – RJ, Brasil, 2009.

DAKE, J. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier, 2001. ISBN 0-444-41830-X.

FLORIANI, L. G. – “*Estudo dos custos da perfuração direcional e da perfuração vertical*”. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2014.

FREITAS, J. C. O. – “*Adição de poliuretana em pastas de cimento para poços de petróleo como agente de correção do filtrado*”. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Natal – RN, Brasil, 2008.

GALVÃO, E.R.V.P. “*Análise paramétrica da injeção de vapor e solvente em reservatórios de óleo pesado*”. 2012. 224f. Dissertação (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

GALVÃO, E.R.V.P.; DA MATA, W. *Notas de Aula da Disciplina de Fundamentos de Engenharia de Petróleo*. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.

GARFIELD, G.; MACKENZIE, G. *Metal-to-Metal Sealing Technology: Bridging the Gap between Conventional and High-Expansion Zonal Isolation Applications*. Paper SPE-107107-MS, 2007.

- GOODWIN, K. J., CROOK, R. J., **Cement Sheath Stress Failure**. SPEDE pp.291-296. 1992.
- GREENIP, J.F. 1978. **Designing and Running Pipe**. Oil and Gas J. (9, 16, and 30 October and 13 and 27 November).
- HENDRIE, C. F. B.; MOTA, A.C.; HEIJNEN, W. H. P. M. **Wellheads for an HP/HT Future**. Paper SPE-101316-MS, 2006.
- HONG, K. C. **Steamflood Reservoir Management: Thermal Enhanced Oil Recovery**. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company, 1994.
- LACERDA, J. A. **Curso de métodos térmicos analíticos**. E&P – RNCE/GERET/GEREV-II, Natal, Outubro, 2000.
- LAKE, L. W.; MITCHELL, R. F. **Petroleum Engineering Handbook: Drilling Engineering**. Texas: Society of Petroleum Engineers, 2006.
- LIMA, H. R. P. **Fundamentos de Perfuração**. Salvador: Petrobras/Serec/Cen-Nor, 1992.
- LIRA, G. A. R. **Notas de Aula da Disciplina de Perfuração de Poços**. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2012.
- NASCIMENTO, J.H.O. **“Adição de Poliuretana não iônica a cimento Portland especial para Cimentação de Poços de Petróleo”**. Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN, Brasil, 2006.
- NELSON, E. B., **Well Cementing**. Schlumberger Educational Services. Houston. 1990.
- MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. **Fundamentals of Drilling Engineering**. SPE Textbook Series Vol. 12, 2011.
- OSTROOT, G. W.; SHRYOCK, S. **Cementing Geothermal Steam Wells**. Paper SPE-904-PA, 1964.
- ROCHA, L. A. S.; AZEVEDO, C. T. **Projetos de Poços de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2009.
- ROCHA, L. A. S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R; VIEIRA, J. L. B.; SANTOS, O. L. A. **Perfuração Direcional**. 3. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2011.
- RODRIGUES, M. A. F. **“Análise de viabilidade de um fluido alternativo ao vapor em reservatórios de óleo pesado”**. 2012. 207f. Tese (Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo) - Centro de Tecnologia, Departamento de Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal – RN.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S. e XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Interciência, 2006, ISBN 85-7193-135-6.

SANTANA, K.R. – **“Estudo da segregação gravitacional no processo de injeção de vapor em reservatórios heterogêneos”**. Dissertação de Mestrado, UFRN, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Área de Concentração: Pesquisa e Desenvolvimento em Ciência e Engenharia de Petróleo. Linha de Pesquisa: Engenharia e Geologia de Reservatórios e de Exploração de Petróleo e Gás Natural, Natal-RN, Brasil.

SANTOS, T. G. – **“Estudo e realização de projeto de perfuração até a completação com estimulação por faturamento hidráulico em poços de petróleo”**. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2014.

SILVA, D. A. R. – **“Desenvolvimento de uma área petrolífera com características semelhantes com a do Nordeste Brasileiro de óleos pesados”**. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. Natal – RN, Brasil, 2013.

SOUZA, C. F. S. **Apostila de Equipamentos de Poço**. Petrobras UO- RNCE, 2003.

THOMAS, J.E. et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**; Rio de Janeiro – 2001; 2ª Edição; Editora Interciência.

WILLHITE, G. P.; DIETRICH, W.K. ***Design Criteria for Completion of Steam Injection Wells***. Paper SPE-1560-PA, 1967.

WU, J.; GONZALEZ, M. E.; HOSN, N. ***Steam Injection Casing Desing***. Paper SPE-93833-MS, 2005.

YUE, H. et al. ***Integral Completion Technique for Heavy Oil Thermal Recovery***. Paper SPE-165588, 2013.