

## *Dissertação de Mestrado*

# **Validação de uma Metodologia de Ensaio de Resistência ao Cisalhamento para Avaliação da Aderência de Interfaces Revestimento Metálico-Bainha de Cimento Aplicada a Poços de Petróleo**

**Jair Joventino de Freitas**

**Natal, julho de 2007**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

***Validação de uma Metodologia de Ensaio de Resistência ao  
Cisalhamento para Avaliação da Aderência de Interfaces  
Revestimento Metálico-Bainha de Cimento Aplicada a  
Poços de Petróleo***

Dissertação submetida à UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
– UFRN como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia  
Mecânica

JAIR JOVENTINO DE FREITAS

Orientador: Prof. Antonio Eduardo Martinelli

Co-orientador: Prof. Rubens Maribondo do Nascimento

Natal, Julho de 2007

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

PADRONIZAÇÃO DE ENSAIO DE ADERÊNCIA APLICADO A INTERFACES  
REVESTIMENTO METÁLICO-BAINHA DE CIMENTO

JAIR JOVENTINO DE FREITAS

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de  
MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA  
sendo aprovada em sua forma final.

APROVADA POR:

---

Prof. Antonio Eduardo Martinelli (UFRN, DEMat)  
(Orientador)

---

Prof. Rubens Maribondo do Nascimento (UFRN, DEMat)  
(Co-orientador)

---

Prof. Luciano Bet (UFRN, DEMat)  
(Examinador interno)

---

Prof. Normando Perazzo (UFPB)  
(Examinador externo).

*Primeiramente dedico este trabalho a Deus, porque Ele diz “se alguém Me quiser servir, siga-Me; e onde eu estiver, ali estará também o meu servo; **se alguém Me servir o Pai o honrará**”.*

*Dedico este trabalho também a minha Esposa Sânia que sempre me ajudou e me apoiou nos momentos mais difíceis e aos meus Pais por sempre terem me dado forças para chegar aonde cheguei.*

*Chegando, então, o tentador, disse-lhe: Se tu és Filho de Deus manda que estas pedras se tornem em pães.  
Mas Jesus lhe respondeu: Está escrito: Nem só de pão viverá o homem, mas de toda palavra que sai da boca de Deus.*

*Mt 4:3-4*

*O Senhor é a minha luz e a minha salvação; a quem temerei? O Senhor é a força da minha vida; de quem me recearei?*

*Sl 27:1*

## **Agradecimentos**

Primeiramente a Deus, sem Ele eu não chegaria a lugar algum, pois Ele é a minha vida e a minha força, “És um escudo ao redor de mim, a minha glória, e Aquele que exulta a minha cabeça”.

À minha Esposa Eng<sup>a</sup> Sânia Maria Belísio de Andrade Freitas por estar sempre ao meu lado, nos momentos difíceis e nos momentos felizes de nossas vidas.

À minha Mãe Raimunda por sempre me apoiar em todos os sentidos e ao meu Pai Silvino (In memoriam) que deu os conselhos mais preciosos que um pai pode dar a um filho, ‘Obrigado Papai’.

À ANP pelo apoio financeiro, pois sem este não teria o sucesso que tive.

À TECNIPLAS NORDESTE PLASTICOS REFORÇADOS LTDA, na pessoa do Eng<sup>o</sup> Mecânico Gustavo Barros por ceder gentilmente os tubos de PRVF.

Ao Professor Antonio Eduardo Martinelli pela orientação e pelas dicas importantes que foram acrescentadas não só ao trabalho, mas também ao meu conhecimento.

Ao Professor Rubens Maribondo do Nascimento pela confiança dada a minha pessoa em me indicar a fazer esse trabalho.

Ao Eng<sup>o</sup> Flank Melo Lima pela ajuda com as dicas de como usar os equipamentos.

Ao Prof. Walter Link pela colaboração nos cálculos de incerteza

Ao Prof. Luciano Bet pela grandiosa contribuição nas correções e dicas importantes nesse trabalho.

## ÍNDICE

	<b>Lista de Figuras</b>	
	<b>Lista de Tabelas</b>	
	<b>Resumo</b>	
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
<b>2</b>	<b>APLICAÇÃO DE CIMENTO PORTLAND NA CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO</b>	<b>19</b>
2.1	CIMENTO PORTLAND	19
2.1.1	Definição	19
2.1.2	Composição Química	20
2.1.3	Classificação	23
2.1.4	Os Cimentos Utilizados Para Poços de Petróleo e Algumas Peculiaridades	24
2.1.5	Processos de Hidratação dos Cimentos Portland	27
2.1.6	A Pega	30
2.1.7	O endurecimento	30
2.2	CARACTERÍSTICAS DAS PASTAS DE CIMENTO	30
2.2.1	Aditivos Para Pasta de Cimentos	31
<b>3</b>	<b>DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO</b>	<b>32</b>
3.1	ÁREAS ENVOLVIDAS NO PROJETO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO	35
3.1.1	Área de Revestimento e Cimentação	36
3.2	POÇOS DE PETRÓLEO	37
<b>4</b>	<b>CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO</b>	<b>40</b>
4.1	PRINCIPAIS TIPOS DE CIMENTAÇÃO DE POÇOS	40
4.2	TUBOS DE AÇO PARA EXPLORAÇÃO E EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO: CARACTERÍSTICAS E PARTICULARIDADES	41
4.2.1	Tubos Para Dutos de Produção (Oil-Country Tubular Goods)	42
4.2.2	Desenvolvimentos Futuros e Perspectivas	49
4.2.3	Aços de Alta Resistência e Baixa Liga Usados em Tubos Para	49

	Exploração e Extração de Petróleo	
4.2.3.1	Caracterização microestrutural dos aços ARBL (alta resistência e baixa liga) de acordo com API spec 5l e 5ct: princípios básicos	50
4.3	TIPOS DE REVESTIMENTO (CASING)	52
4.4	OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO	56
4.5	OBJETIVOS DAS OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO NA COMPLETAÇÃO	63
4.5.1	Correção da Cimentação Primária	63
4.5.2	Avaliação da Cimentação e Perfilagem	64
4.5.2.1	Perfis sônicos	65
4.5.2.1.1	Objetivo da perfilagem sônica	66
4.5.2.2	Perfis ultra-sônicos (CEL ou PEL)	67
4.5.3	Perfil Acústico	68
4.5.4	Tamponamento de Canhoneados	69
4.5.5	Reparo de Vazamentos no Revestimento	71
4.5.6	Tampões de Abandono	71
4.5.7	Combate à Perda de Circulação	71
4.6	PROBLEMAS REFERENTES À CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO	72
4.6.1	Injeção à Vapor: Benefícios e Problemas	74
4.6.2	Métodos Especiais de Recuperação	75
4.7	ASPECTOS AMBIENTAIS: CIMENTO PORTLAND	77
<b>5</b>	<b>ADERÊNCIA</b>	<b>79</b>
5.1	TIPOS DE ADERÊNCIA	79
5.2	FATORES QUE INFLUENCIAM A ADERÊNCIA DO CIMENTO	81
5.2.1	Composição do cimento	81
5.2.2	Idade de Carga	82
5.2.3	Resistência mecânica do cimento	82
5.2.4	Diâmetro da Barra	83
5.2.5	Estado Superficial das Barras	84
5.3	MICROANULAR	85
<b>6</b>	<b>PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL</b>	<b>86</b>

6.1	MATERIAIS E MÉTODOS UTILIZADOS NA PREPARAÇÃO DAS PASTAS DE CIMENTO PORTLAND	91
6.1.1	Cimento Portland	91
6.1.2	Preparação das Pastas	91
6.2	ENSAIOS DE ADERÊNCIA	92
6.2.1	Tratamento Superficial dos Tubos	95
6.3	CÁLCULOS DE INCERTEZA	95
<b>7</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b>	<b>97</b>
7.1	PROPOSTA DE NORMA	115
<b>8</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>122</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>123</b>
	<b>APÊNDICE</b>	<b>130</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b>	Micrografia Eletrônica de Varredura do cimento Portland após 3 h de hidratação	28
<b>Figura 2.2</b>	Micrografia Eletrônica de Varredura do cimento Portland após 10 h de hidratação	28
<b>Figura 2.3</b>	Etapas de hidratação do cimento Portland	29
<b>Figura 3.1</b>	Poço multi-direcional	34
<b>Figura 3.2</b>	Poço horizontal	35
<b>Figura 3.3</b>	Organograma exemplificando uma possível divisão em áreas das atividades envolvidas na elaboração do projeto de poços de petróleo	35
<b>Figura 3.4</b>	Esquema da perfuração de um poço de petróleo	37
<b>Figura 3.5</b>	Esquema de cimentação de poço de petróleo.	38
<b>Figura 3.6</b>	Desenho esquemático de uma seção transversal de um poço, mostrando o preenchimento do espaço anular do revestimento do poço.	39
<b>Figura 4.1</b>	Esquema ilustrativo de poço com falha de cimentação	40
<b>Figura 4.2</b>	Tubos OCTG para operações de perfuração, revestimento e produção.	43
<b>Figura 4.3</b>	Tubos utilizados na operação de extração de petróleo	44
<b>Figura 4.4</b>	(a) Ferrita poligonal num aço ARBL-80 transformado isotermicamente a 675 °C por 500s. (b) Ferrita Windmanstätten num aço ARBL-80, formada durante a transformação isotérmica da austenita a 600 °C por 100s. (c) Ferrita quase poligonal num aço ultra baixo carbono, 0,005% C e 3% Mn. (d) Ferrita bainítica ou acicular num aço ARBL-80, transformado isotermicamente a 500 °C por 5000s	51
<b>Figura 4.5</b>	Tipos de revestimentos de um poço de petróleo.	52
<b>Figura 4.6</b>	Prisão de coluna de perfuração por diferencial de pressão, desmoronamento embuchamento ou inchamento de	53

	argila.	
<b>Figura 4.7</b>	Esquema de revestimento de poços	54
<b>Figura 4.8</b>	Esquema mostrando uma operação de cimentação típica de poço de petróleo e alguns equipamentos acessórios.	58
<b>Figura 4.9</b>	Sistema de transmissão de sinais sônicos monopolar que se propaga em todas direções, onde a resposta do perfil, em casos simples, pode ser interpretada e proporciona boas informações sobre a qualidade da cimentação	59
<b>Figura 4.10</b>	Tampão de cimento	61
<b>Figura 4.11</b>	Etapas de uma operação de canhoneio	62
<b>Figura 4.12</b>	Técnica do tampão balanceado	63
<b>Figura 4.13</b>	Ferramenta acústica para perfilagem CBL	64
<b>Figura 4.14</b>	Ferramenta e perfil ultra-sônico típico	67
<b>Figura 4.15</b>	Perfil sônico – acústico	69
<b>Figura 4.16</b>	Caminhos potenciais de vazamento existente ao longo de um poço: (trajetos a e b) entre o cimento e o revestimento, (c) através do cimento, (d) através do revestimento, (e) com as fraturas, e (f) entre o cimento e a formação.	73
<b>Figura 4.17</b>	Métodos de recuperação secundária	76
<b>Figura 5.1</b>	Ilustra o grau de adesão entre o cimento e revestimento	80
<b>Figura 5.2</b>	Influência da resistência à compressão do cimento na tensão de aderência máxima	83
<b>Figura 6.1</b>	Vista da simulação de um trecho de poço cimentado	87
<b>Figura 6.2</b>	(a) vista lateral do corpo-de-prova, (b) vista superior do corpo-de-prova.	87
<b>Figura 6.3</b>	Vista superior de corpo-de-prova cimentado.	88
<b>Figura 6.4a</b>	Esquema do corpo de prova	88
<b>Figura 6.4b</b>	Vista em detalhe da base vazada	89
<b>Figura 6.5</b>	Forno de aquecimento elétrico.	90
<b>Figura 6.6</b>	Misturador de palheta Chandler modelo 80-60 com controlador de velocidade.	92
<b>Figura 6.7</b>	Máquina de ensaio uniaxial Shimadzu AG-I.	93

<b>Figura 6.8</b>	Corpo de prova sobre base vazada para ensaio	94
<b>Figura 7.1a</b>	Tubos de aço normais com aplicação de cimento portland Especial.	97
<b>Figura 7.1b</b>	Tubos de aço hidrojetados com aplicação de cimento Portland Especial	97
<b>Figura 7.1c</b>	Comparação das curvas de resistência mecânica dos tubos de aço normais e hidrojetados com cimento Portland Especial.	97
<b>Figura 7.2</b>	(a) Superfície em contato com tubo sem tratamento superficial, (b) superfície em contato com tubo com tratamento de hidrojetamento.	99
<b>Figura 7.3</b>	(a) tubo de aço sem tratamento superficial, (b) tubo de aço com hidrojetamento.	99
<b>Figura 7.4</b>	Curvas de resistência obtidas nos ensaios de aderência com: (a) temperatura de 100 °C, (b) temperatura de 150 °C e (c) temperatura de 200 °C.	101
<b>Figura 7.5</b>	Comparação das curvas de pico máximo de resistência mecânica dos tubos aquecidos e ensaiados a altas temperaturas.	102
<b>Figura 7.6</b>	Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem térmica sem Polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C, (c) 200 °C e (d) Comparação das curvas sem ciclagem térmica e as curvas (a), (b) e (c).	104
<b>Figuras 7.7</b>	Curvas de resistência obtidas nos ensaios de aderência com adição de (a) 5%, (b) 10%, (c) 15%, (d) 20% e (e) 25% de polímero.	106
<b>Figura 7.8</b>	Variação da força e do deslocamento em função das concentrações de Polímero.	107
<b>Figura 7.9</b>	Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem térmica e 5 % de polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C e (c) 200 °C.	110
<b>Figura 7.10</b>	Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem	111

térmica e 10 % de polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C e (c) 200 °C.

**Figura 7.11** Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem térmica e 15 % de polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C e (c) 200 °C. 113

**Figura 7.12** Interface revestimento metálico – bainha de cimento contendo polímero. 114

**Figura 7.13** Comparação das porcentagens de polímero com as temperaturas de ensaio. 115

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 2.1</b>	Classificação de cimentos de acordo com as normas ASTM, ABNT e API.	24
<b>Tabela 2.2</b>	Tipos de cimento API e algumas características	25
<b>Tabela 2.3</b>	Composição química de cimentos API	26
<b>Tabela 4.1</b>	Dados gerais dos tubos para operações de revestimento e produção	45
<b>Tabela 4.2</b>	API – SPEC 5CT / ISO 11960 - TUBING – características	46
<b>Tabela 4.3</b>	API – SPEC 5CT/ ISO 11960 – CASING – características	47
<b>Tabela 4.4</b>	Propriedades químicas e mecânicas – Casing e Tubing	48
<b>Tabela 7.1</b>	Resumo dos resultados dos ensaios mecânicos de aderência.	100
<b>Tabela 7.2</b>	Resistência média e tensão de cisalhamento dos ensaios mecânicos de aderência com aquecimento.	102
<b>Tabela 7.3</b>	Resistência média dos ensaios de aderência para as cinco situações de porcentagem de Polímero.	108
<b>Tabela 7.4</b>	Tensões de cisalhamento dos ensaios de aderência com ciclagens térmicas.	114

## Resumo

A boa aderência mecânica entre o revestimento metálico e a bainha cimentante de poços de petróleo pode diminuir a frequência de operações de cimentação corretivas hoje verificadas, principalmente na região Nordeste, em poços sujeitos à injeção de vapor. Além do custo direto de cada operação corretiva, o impacto econômico da falha da cimentação primária também inclui a parada de produção do poço. Atualmente, a aderência entre o cimento e o revestimento é aferida por meio de uma metodologia de ensaio, não padronizada pelas normas do American Petroleum Institute (API), que consiste em mensurar a resistência ao cisalhamento entre um tubo de aço e o cimento. Este trabalho tem por meta criar uma proposta de metodologia para padronizar os ensaios de aderência de cimentos para poços de petróleo sobre revestimentos metálicos. Para isso utilizou-se a simulação de um trecho de poço cimentado. Também se usou o ensaio para caracterizar a sensibilidade das condições superficiais dos tubos, sem tratamento e com tratamento de hidrojateamento, assim como o comportamento termo-mecânico de cimentos em contato com revestimento. Estes ensaios foram usados para validar novas pastas cimentantes desenvolvidas em função de diferentes condições de poço e métodos avançados de recuperação de óleo. Por meio desses ensaios, com o uso de diferentes condições de superfície, aplicação de diferentes composições de cimentos e várias formas de aquecimento ao sistema, foi possível constatar que a geometria de ensaios proposta é sensível a alterações na aderência do conjunto, causadas por situações reais encontradas nas condições de poços, especialmente aqueles sujeitos à injeção de vapor.

---

Palavras chaves: revestimento, poços de petróleo, padronização.

## **Abstract**

*Improving the adherence between oilwell metallic casing and cement sheath potentially decrease the number of corrective actions presently necessary for Northeastern wells submitted to steam injection. In addition to the direct costs involved in the corrective operations, the economic impact of the failure of the primary cementing also includes the loss in the production of the well. The adherence between casing and cement is currently evaluated by a simple shear tests non standardized by the American Petroleum Institute (API). Therefore, the objective of the present is to propose and evaluate a standardized method to assess the adherence of oilwell metallic casing to cement sheath. To that end, a section of a cemented oilwell was simulated and used to test the effect of different parameters on the shear stress of the system. Surface roughness and different cement compositions submitted or not to thermal cycling were evaluated. The results revealed that the test geometry and parameters proposed yielded different values for the shear stress of the system, corresponding to different adherent conditions between metallic casing and cement sheath.*

---

*Keywords: Casing, oil wells, standardization*

# INTRODUÇÃO

---

A operação de cimentação consiste em um trabalho de extrema importância para as fases de perfuração e completação de poços de petróleo e tem grande impacto sobre a produtividade do poço. A cimentação consiste basicamente no preenchimento com cimento do espaço anular entre os tubos de revestimento e a formação rochosa e tem como principal finalidade promover o isolamento de zonas produtoras. A comunicação entre zonas produtoras é indesejável por estar relacionada com a contaminação de aquíferos, com a produção de água e gás, ou com a produção descontrolada pelo anular. Além dessa finalidade, a cimentação tem como objetivo promover a fixação dos tubos de revestimento às paredes do poço, servindo também para tamponar zonas de perdas de circulação como cavernas e fraturas, fazer o tamponamento de zonas produtoras em caso de abandono do poço e, na perfuração, permitir o assentamento de tampões para fins de desvio (sidetracking) do poço.

A região Nordeste do Brasil possui uma grande quantidade de poços produtores de óleo que utilizam como método de recuperação secundária a injeção de vapor, já que o óleo produzido nesta região possui natureza essencialmente viscosa. Este método de recuperação coloca a interface cimento/revestimento sobre ciclagem térmica que, devido à diferença de coeficientes de expansão térmica entre o cimento e revestimento metálico provoca o surgimento de trincas nesta interface, possibilitando assim a passagem de fluidos pelo anular, que está associado a sérios riscos sócio-econômicos e ambientais.

Para alcançar o isolamento entre zonas produtoras, o vedamento hidráulico deve ser obtido entre o revestimento e o cimento e entre o cimento e as formações adjacentes, evitando, ainda, a formação de canais de fluidos na bainha cimentante. A falta de integridade do cimento pode comprometer a produção do poço e causar comunicação indesejável entre as diferentes zonas do reservatório. Em alguns casos, isto pode resultar em danos ecológicos, como por exemplo, a comunicação de uma zona de hidrocarbonetos com uma zona de água.

A bainha de cimento é responsável pela estabilidade mecânica do poço. Muitos problemas podem ocorrer com o cimento, seja durante a cimentação primária do poço como também durante seu período produtivo [NELSON, 1990]. As operações para correção destes problemas são onerosas e demandam tempo de produção. As condições superficiais do revestimento influenciam na interação cimento/revestimento, assim como também o tipo de esforço termo-mecânico ao qual esta interface está submetida. De acordo com Neville, (1998) e Castro, (2000), num estudo sobre concreto, a ligação entre o concreto e o metal é de considerável importância com relação ao comportamento estrutural, incluindo-se fissuração devida à retração e aos eventos térmicos das primeiras idades do cimento.

Estima-se que no Nordeste brasileiro, a reserva petrolífera existente possua cerca de 238 milhões de m<sup>3</sup> de óleo viscoso (1 m<sup>3</sup> de petróleo = 6,289941 barris de petróleo). Atualmente, o método de injeção de vapor é o que mais contribui para um aumento do fator de recuperação de óleo e, portanto é o mais utilizado.

A freqüência de operações de cimentação corretiva verificadas atualmente, principalmente na região Nordeste, em poços sujeitos à injeção de vapor, pode ser diminuída pela boa aderência mecânica entre o revestimento metálico e a bainha de cimento de poços de petróleo. Além do custo direto da operação corretiva, deve ser contabilizado, ainda, prejuízos devidos à interrupção da produção de óleo e gás. A boa aderência entre metal e cimento mantém a capacidade de isolamento das diferentes zonas atingidas pelo poço, contribuindo significativamente com a segurança do poço, reduzindo o risco de impactos ambientais e aumentando a produtividade do poço.

No Brasil, pesquisas focando a aderência de cimentos sobre substratos metálicos ainda são incipientes. A maior parte dos estudos encontrados na literatura técnica especializada mostra que existem ensaios de aderência padronizados pela Associação Brasileira de Normas Brasileira (ABNT) apenas para interfaces cimento/cerâmica: normas NBR-14084 - Determinação da resistência de aderência de placas cerâmicas - Método de Ensaio [ABNT, 1998], NBR-13528 - Determinação da resistência de aderência à Tração [ABNT, 1985] e ainda a NBR- 7477 – Determinação do coeficiente de conformação superficial [ABNT, 1982]. Existe, ainda, a norma NBR-9831 - Cimento Portland destinado à Cimentação de Poços Petrolíferos [ABNT, 1993b], que trata especificamente das características do cimento

não se referindo a ensaios de aderência entre aço/cimento, segundo Fujishima (2005). Devido a um grande número de poços, que utilizam injeção de vapor, apresentarem problemas em suas bainhas cimentantes, torna-se necessário o estudo da aderência entre o cimento e o tubo de revestimento.

Todas essas normas possuem típico viés da construção civil. Apesar da disponibilidade de metodologias que estudam aderência, a grande maioria não é aplicada à indústria petrolífera no que diz respeito à aderência do cimento ao revestimento metálico, nem estão padronizadas pelas normas API (Instituto Americano de Petróleo). No entanto, mesmo o método que é aplicado a estas condições não leva em consideração as condições de poço, como variação de pressão e temperatura. Estas implicam em ciclagens termomecânicas na interface cimento/tubo de revestimento, prejudicando a aderência do conjunto revestimento-cimento.

Atualmente, é utilizada uma metodologia de ensaio que consiste em mensurar a resistência ao cisalhamento entre um tubo de aço e o cimento. Essa metodologia não está padronizada pelas normas API e depende de máquinas de ensaios triaxiais, de alto custo e difícil aquisição pela maioria das instituições de ensino e pesquisa no Brasil. O ensaio de resistência ao cisalhamento consiste basicamente de dois tubos jateados com areia e de comprimento 152,40 mm, um interno com diâmetro externo de 26,99 mm e outro externo com diâmetro interno de 76,2 mm. O espaço anular entre eles é preenchido com cimento. Após a cura do cimento, é aplicada uma carga no tubo interno (sentido longitudinal deste) e apóia-se a bainha de cimento de forma a permitir somente a passagem do tubo interno. Desta forma, é medida a força necessária para romper a interface entre o tubo interno e o cimento.

Outro fator importante a se destacar é a falta de uma metodologia de ensaio adequada e especificamente relacionada a esta área. Diante disto torna-se claro a justificativa de se ter um método de estudo dessa aderência entre o cimento e o tubo de revestimento criando-se assim, um conjunto que possa simular de forma mais idêntica às condições de um poço de petróleo, mais especificamente de sua cimentação. Daí a necessidade de se padronizar os ensaios mecânicos de aderência aplicados à interface bainha de cimento e revestimento metálico criando-se, desse modo uma norma que possa servir de orientação para outras pesquisas.

O presente trabalho tem por principal objetivo a padronização de uma metodologia de ensaio mecânico de compressão do tipo “push-through”, para avaliação da aderência de cimentos para poços de petróleo sobre revestimentos metálicos. Espera-se que a metodologia proposta seja empregada como um método de avaliação de pastas cimentantes alternativas, desenvolvidas em função de diferentes condições de poço e métodos avançados de recuperação de óleos. A avaliação deve ser de caráter quantitativo e gerar parâmetros associados à aderência de cimentos a revestimentos metálicos, além de permitir estimar o comportamento termo-mecânico dessas interfaces quando submetidas a carregamentos e ciclos térmicos. A fim de validar a sensibilidade do método, foram empregados revestimentos submetidos a diferentes tratamentos superficiais, ou seja, hidrojateamento e da condição superficial original. A partir dessas informações foi desenvolvida uma metodologia padronizada, baseada em conceitos metroológicos, que permite avaliar a aderência entre cimento e revestimento, assim como caracterizar o comportamento termo-mecânico de cimentos em contato com revestimentos. Os seguintes objetivos específicos do trabalho podem ser enumerados:

1. Elaborar uma metodologia de ensaio mecânico por cisalhamento com descrição detalhada das etapas de ensaio, expressão e interpretação de resultados;
2. Propor diretrizes para produção de uma norma técnica para o ensaio de aderência revestimento metálico / cimento;
3. Confirmar a metodologia por meio de ensaios com diferentes tipos de cimentos: Portland padrão, compósitos cimento / polímero.
4. Estudar o comportamento termo-mecânico de interfaces submetidas a diferentes temperaturas;
5. Realizar avaliação fractográfica das amostras de revestimento-cimento ensaiadas.

## CAPÍTULO II

### APLICAÇÃO DE CIMENTO PORTLAND NA CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

---

#### 2.1 CIMENTO PORTLAND

##### 2.1.1 Definição

Segundo as normas API (2000), cimento Portland é um aglomerante hidráulico obtido pela moagem de clínquer portland com adição, durante a moagem, de pequena quantidade de sulfato de cálcio (gesso) para regular o tempo do início de hidratação dos componentes (tempo inicial de pega).

O processo de fabricação do cimento portland pode ser resumido nas seguintes operações: mineração e britagem do calcário; preparo e dosagem da mistura crua; homogeneização da mistura; clínquerização e resfriamento e moagem de cimento. Do ponto de vista químico, os pós podem ser considerados como misturas de óxido de cálcio ( $\text{CaO}$ ), alumínio ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ), silício ( $\text{SiO}_2$ ), magnésia ( $\text{MgO}$ ), ferro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), potássio ( $\text{K}_2\text{O}$ ) e sódio ( $\text{Na}_2\text{O}$ ).

Durante o aquecimento a temperatura de aproximadamente 1450 °C a 1650 °C, estes óxidos se combinam em proporções convenientemente dosadas e homogeneizadas para formar silicatos de cálcio e aluminatos, os quais são comumente referenciados como clínquer. Posteriormente, o clínquer é resfriado e moído com a adição de pequenas quantidades de gesso ( $\text{CaSO}_4$ ), para retardar o processo de pega prematura do cimento. O produto final pode reagir com a água para formar um composto hidratado com propriedades cimentantes [TAYLOR, 1998; HEWLETT, 2001].

## 2.1.2 Composição Química

Os principais componentes químicos do cimento Portland são:

- ▶ Cal (CaO) - de 60 % a 67 %
- ▶ Sílica (SiO<sub>2</sub>) - de 17 % a 25 %
- ▶ Alumina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) - de 3 % a 8 %
- ▶ Óxido de ferro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) - de 0,5 % a 6 %

Desses quatro óxidos principais, designados na química do cimento pelas letras C, S, A e F, respectivamente, derivam os compostos mais complexos constituintes do clínquer e que determinam as propriedades do cimento, conhecidas como: silicato tricálcico (C<sub>3</sub>S), silicato dicálcico (C<sub>2</sub>S), aluminato tricálcico (C<sub>3</sub>A) e ferroaluminato tetracálcico (C<sub>4</sub>AF).

Apesar de se saber que o clínquer é constituído principalmente das quatro fases identificadas classificadas por C<sub>3</sub>S, C<sub>2</sub>S, C<sub>3</sub>A e C<sub>4</sub>AF, a cristalização dessas fases é função da composição e granulometria da mistura de calcário com argila, do tratamento térmico (condições de clinquerização e resfriamento) e das reações de fusão em fase sólida e líquida. Outrossim, os clínqueres industriais contém impurezas e elementos secundários tais como: Al, Fe, Mg, Na, K, Cr, Ti, Mn e P sob a forma de soluções sólidas. Além disso, freqüentemente, aparecem três outros compostos com alto teor de cal ou com problemas no processo de fabricação e sulfatos alcalinos, sendo estes originados de compostos de enxofre presentes, parte nas argilas, parte no combustível do forno rotativo.

A seguir são descritos os compostos do clínquer [THOMAS, 2004; TAYLOR, 1998; NELSON, 1990]:

### **a) Silicato tricálcico (alita)**

O silicato tricálcico (Ca<sub>3</sub>SiO<sub>5</sub>, C<sub>3</sub>S ou alita) apresenta-se ao microscópio, geralmente, em forma hexagonal. C<sub>3</sub>S é o principal componente da maioria dos clínqueres de cimento Portland e pode formar compostos sólidos com Al, Fe, Mg, Na, K, Cr, Ti, e Mn, tendo esses ou alguns desses elementos na forma de óxido, em até 3% de sua composição. Ainda, durante o resfriamento do clínquer, pode se

decompor em  $C_2S$  e cal livre, a qual torna o clínquer defeituoso e, em consequência, gera cimento com desempenho inferior.

A alita é a principal responsável pelas propriedades hidráulicas e mecânicas do cimento, pois reage rapidamente com a água provocando uma imediata liberação de calor e elevada resistência inicial (1 a 28 dias). Sua hidratação começa em poucas horas e desprende quantidade de calor inferior ao  $C_3A$ . Cimentos de alta resistência inicial geralmente têm maior percentual deste componente. O tempo decorrido entre o início e o fim da pega é de poucas horas.

### **b) *Silicato dicálcico (belita)***

O silicato dicálcico ( $Ca_2SiO_4$ ,  $C_2S$  ou belita) aparece ao microscópio óptico, mais freqüentemente, sob a forma arredondada. Pode, ainda, aparecer sob forma de reentrâncias e saliências que se assemelham a dedos, quando é chamado de  $C_2S$  digitado.

A belita reage lentamente com a água e desprende menor calor de hidratação que o  $C_3S$ , apresentando inicialmente baixa resistência mecânica. Mas contribui decisivamente, em longo prazo, para o aumento da resistência final do cimento.

### **c) *Aluminato tricálcico (celita)***

Aluminato tricálcico ( $Ca_3Al_2O_3$ ,  $C_3A$  ou celita) apresenta-se, em geral, como um cimento vítreo junto com o  $C_4AF$  no clínquer. Este cimento é denominado fase intersticial do clínquer. Quando se apresenta cristalizado devido a um resfriamento lento do clínquer ao sair do forno, tem formato cúbico. O  $C_3A$  forma soluções sólidas com  $Fe_2O_3$ ,  $MgO$  e álcalis. Aliás, a presença de álcalis ( $Na_2O$ ) faz com que o  $C_3A$  se cristalize sob a forma acicular.

O aluminato tricálcico é o principal responsável pela pega do cimento, pois reage rapidamente com a água e se cristaliza em poucos minutos, conferindo ao cimento, juntamente com o  $C_3S$ , a resistência inicial às solicitações mecânicas. A taxa de resfriamento do clínquer também determina, em parte, a quantidade de  $C_3A$  disponível para a hidratação. Quanto mais rápido o clínquer for resfriado, menos  $C_3A$  estará disponível e mais longa será a cura.

O  $C_3A$  é o constituinte do cimento que apresenta o maior calor de hidratação, (quantidade de calor desenvolvida durante as reações de pega e endurecimento da pasta). O desenvolvimento das resistências mecânicas do  $C_3A$  no início da pega, e o tempo de endurecimento da pasta, dependem do  $C_3A$ . Todavia, essa dependência resulta em propriedades indesejáveis ao cimento, como baixa resistência aos sulfatos e variação volumétrica, com o conseqüente aumento do calor de hidratação. Um cimento de alta resistência aos sulfatos deve ter menos de 3 % de  $C_3A$ , para aumentar a resistência aos sulfatos e para evitar a pega prematura nas condições de poço. [MEHTA E MONTEIRO, 1994]

#### **d) Ferro-aluminato tetracálcico (ferrita)**

Ferro-aluminato tetracálcico ( $Ca_2AlFeO_5$ ,  $C_4AF$ , ferrita ou *brownmillerite*) constitui, juntamente com  $C_3A$ , a fase intersticial do clínquer. Esta fase não é um composto definido, mas sim uma solução sólida, variando de  $C_2F$  a  $C_8A_3F$ .

A ferrita apresenta valor hidráulico baixo e tem pequena participação na resistência aos esforços mecânicos do cimento. Sua característica principal é a resistência à corrosão química do cimento. Libera baixo calor de hidratação e reage menos rapidamente que o  $C_3A$ .

#### **e) Cal livre**

A presença de cal livre ( $CaO$ ) é sinal de deficiência de fabricação, formando no clínquer cristais arredondados associados à alita ou à fase intersticial ( $C_3A + C_4AF$ ), a qual resulta geralmente, da combinação incompleta dos constituintes da matéria-prima do cimento (calcário e argila), via queima ou dosagem excessiva de cal. Sua presença pode, ainda, estar associada à decomposição de belita por resfriamento lento do clínquer.

O excesso de cal livre é o fator determinante em cimentos que exibem expansão à frio, caso seu conteúdo ultrapasse certos limites. A transformação de cal livre em hidróxido de cálcio, durante o processo de hidratação, acontece uma forte expansão dando lugar a grandes tensões dentro da pasta. Como essa hidratação é lenta, a expansão só ocorre após o endurecimento do cimento, provocando sua desintegração.

#### **f) Magnésia**

A magnésia (MgO) pode ocorrer nos clínqueres tanto em soluções sólidas, como em forma cristalina. Quando aparece nos clínqueres em teores acima de 2 %, pode se cristalizar livremente como periclásico. A magnésia que fica em solução sólida nos compostos de clínquer não é prejudicial. Entretanto, aquela precipitada como periclásio, tende a se hidratar ainda mais lentamente que a cal livre ao longo de anos e, com o aumento de volume, provoca fortes tensões internas em uma estrutura já consolidada. Um clínquer resfriado rapidamente faz com que o MgO fique na forma vítrea ou como pequenos cristais que se hidratam mais rapidamente com efeitos menos indesejáveis. As desvantagens de MgO se apresentam quando seu teor está acima de 4 %.

#### **g) Álcalis**

Os álcalis ( $\text{Na}_2\text{O}$  e  $\text{K}_2\text{O}$ ) se combinam preferencialmente com o  $\text{SO}_3$  do combustível para formar sulfatos. Os sulfatos alcalinos afetam a pega do cimento, acelerando-a.

### 2.1.3 Classificação

A classificação de cimentos foi estabelecida pelo *American Petroleum Institute* [API, 1991], visto que as condições às quais os cimentos são expostos podem diferir radicalmente daquelas experimentadas na construção civil. O API Spec 10A [API, 2000 (a)] classificou os cimentos Portland em 8 classes, designadas de A a H, em função da composição química, que deve estar arranjada de acordo com a profundidade as quais podem ser aplicadas, pressões e temperaturas aos quais estão expostos.

Algumas classes de cimentos API correspondem parcialmente à padronização feita pelo ASTM – *American Society for Testing and materials* [ASTM, 2002]. Esta por sua vez corresponde aproximadamente às classes de cimento definidas pela ABNT (tabela 2.1).

**Tabela 2.1** – Classificação de cimentos de acordo com as normas ASTM, ABNT e API  
[PAIVA, 2003]

DENOMINAÇÃO	SIGLA	NORMA ASTM	SIGLA	NORMA NBR	SIGLA	NORMA API
Portland comum	I	C 150	CP I	5732	A	SPEC 10A
Portland com moderada resistência a sulfatos	II	C 150	CP I RS	5737	B (MSR)	SPEC 10A
Portland com alta resistência à sulfatos	V	C 150	-	-	B (ASR)	SPEC 10A
Portland com alta resistência inicial	III	C 150	CP V-ARI	5733	C	SPEC 10A
Portland para temperatura moderadamente elevada (*)	-	-	-	-	D	SPEC 10A
Portland para temperatura elevada (*)	-	-	-	-	E	SPEC 10A
Portland para temperatura extremamente elevada (*)	-	-	-	-	F	SPEC 10A
Portland p/ poço de petróleo	-	-	CPP CLASSE G	9831	G	SPEC 10A
Portland p/ poço de petróleo	-	-	-	-	H	SPEC 10A

Nota: (\*) Não há um nome oficial para este tipo de cimento. NBR 5737 [ABNT, 1986]

Dentro de algumas classes, cimentos com variados graus de resistência ao sulfato (que é determinado pelo conteúdo de  $C_3A$  e que por sua vez degrada o cimento e diminui significativamente a sua resistência) podem ser encontrados: ordinário (O), moderada resistência aos sulfatos (MSR) e alta resistência aos sulfatos (ASR). Algumas propriedades dos vários tipos de cimentos API e as composições químicas estão listadas nas tabelas (2.2) e (2.3).

#### 2.1.4 Os Cimentos Utilizados Para Poços de Petróleo e Algumas Peculiaridades.

O primeiro uso de cimento em poço de petróleo ocorreu na Califórnia, em 1883, mas só em 1902 começou o processo manual de mistura de cimento Portland com água para obter uma pasta. O uso de vapor, água ou fluido de perfuração para bombear a pasta pelo poço, com tampões metálicos à frente e atrás da pasta (evitando a sua contaminação), foi o método patenteado por Perkins, em 1910. A

automação do processo foi possível a partir de 1922, quando a Halliburton patenteou o misturador com jatos. Naquela época, era necessário aguardar de 7 a 28 dias para o cimento endurecer. No início, apenas 1 ou 2 tipos de cimentos eram disponíveis para cimentação. À medida que os poços se tornavam mais profundos, a exigência em relação ao desempenho dos cimentos comerciais crescia. Com a criação do comitê da API, em 1937, que desenvolveu vários tipos de cimento, chegando hoje a oito classes disponíveis, cada uma com características distintas [PAIVA, 2003], conforme a Tabela 2.2.

**Tabela 2.2** – Tipos de cimento API e algumas características [Nelson, 1990].

<b>Classe</b>	<b>Profundidade (m)</b>	<b>Propriedades Especiais</b>
A	Até 1830	Nenhuma
B	Até 1830	MRS e ARS
C	Até 1830	Rápida pega e Alta resistência inicial; ARS
D	1830 a 3050	Pressão e Temperatura moderadas/altas; todos os graus de resistência a sulfatos.
E	1830 a 4270	Pressão e temperatura altas; MRS e ARS
F	3050 a 4880	Pressão e Temperaturas extremas; MRS e ARS
G e H	Até 2440	Cimentação de superfície; podem conter aditivos químicos; MRS e ARS

Nota: (MRS: Média Resistência a Sulfatos; ARS: Alta Resistência a Sulfatos).

**Tabela 2.3** – Composição química de cimentos API [LIMA, 2004].

<b>CLASSE</b>	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D, E e F</b>	<b>G</b>	<b>H</b>
Tipo ordinário	6,00		6,00			
MgO, máximo %	3,50		4,50			
Sulfato, máximo %	3,00		3,00			
Perda por ignição, máximo %	0,75		0,75			
Resíduos insolúveis, máximo%			15,0			
C <sub>3</sub> A, máximo %						
<b><i>Moderada resistência ao sulfato</i></b>						
MgO, máximo %		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Sulfato, máximo %		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Perda por ignição, máximo %		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Resíduos insolúveis, máximo%		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
C <sub>3</sub> S, máximo %					58	58
C <sub>3</sub> S, mínimo %					48	48
C <sub>3</sub> A, máximo %		8	8	8	8	8
Alcalinidade total expressa como Na <sub>2</sub> O						
Equivalente, máximo %					0,75	0,75
<b><i>Alta resistência ao sulfato</i></b>						
MgO, máximo %		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Sulfato, máximo %		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Perda por ignição, máximo %		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Resíduos insolúveis, máximo%		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
C <sub>3</sub> S, máximo %					65	65
C <sub>3</sub> S, mínimo %					48	48
C <sub>3</sub> A, máximo %		3	3	3	3	3
C <sub>4</sub> AF + C <sub>3</sub> S, máximo %		24	24	24	24	24
Alcalinidade total expressa como Na <sub>2</sub> O						
Equivalente, máximo %					0,75	0,75

### 2.1.5 Processos de Hidratação dos Cimentos Portland

A reação de hidratação forma produtos que, com o transcorrer do tempo, originam uma massa firme e resistente, a pasta de cimento endurecida. Os produtos de hidratação de cimento são muito pouco solúveis em água.

Quando se adiciona água ao cimento obtém-se uma pasta bombeável que tem a propriedade de conservar esta plasticidade por um certo tempo, após o qual há um aumento brusco da sua viscosidade. Esta perda de plasticidade é denominada pega do cimento e é acompanhada por um lento processo de endurecimento que vai originar as propriedades mecânicas das pastas, argamassas e concretos.

Na medida em que se adiciona água ao cimento Portland tem-se, quase que instantaneamente, o início de uma série complexa de reações de dissolução e a formação de novas fases hidratadas. Após algum tempo, em função da trama estabelecida por essas novas fases geradas obtém-se um produto de apreciável resistência mecânica. Analisada sob esse aspecto, a hidratação do cimento portland representa a transformação das fases anidras e metaestáveis do clínquer Portland (alita, belita, aluminato e ferro-aluminato cálcicos), cujos campos de estabilidade envolvem via de regra temperaturas superiores a 1000 °C, em novas fases hidratadas estáveis sob condições ambientais [UCHIKAWA, 1986].

Apesar da aparente simplicidade com que foi abordado anteriormente, o processo de hidratação do cimento portland revela detalhes extremamente complexos, que ainda hoje se constituem objeto de estudo. Dentre os fatores de maior expressão destacam-se o efeito da temperatura, da finura do cimento, das eventuais adições, da relação água/cimento usada, além das variações relacionadas às características clínquer Portland, suas oscilações de composição e as próprias reatividades diferenciadas de suas fases. A todos esses aspectos, acrescenta-se o fato de que os produtos de hidratação do cimento Portland caracterizam-se por dimensões bastante reduzidas (da ordem de micrometros) e, não raramente, por baixos graus de cristalinidades e por uma composição não muito bem definida [LIMA, 2004].

Nas micrografias eletrônicas de varredura, figuras 2.1 e 2.2 observam-se as morfologias do cimento após 3 h e 10 h de hidratação respectivamente.



**Figura 2.1** – Micrografia Eletrônica de Varredura do cimento Portland após 3 h de hidratação [MONTEIRO, 2002]



**Figura 2.2** – Micrografia Eletrônica de Varredura do cimento Portland após 10 h de hidratação [MONTEIRO, 2002]

A hidratação dos principais compostos é apresentada a seguir, segundo Nelson (1990).

#### **a) Hidratação dos silicatos de cálcio**

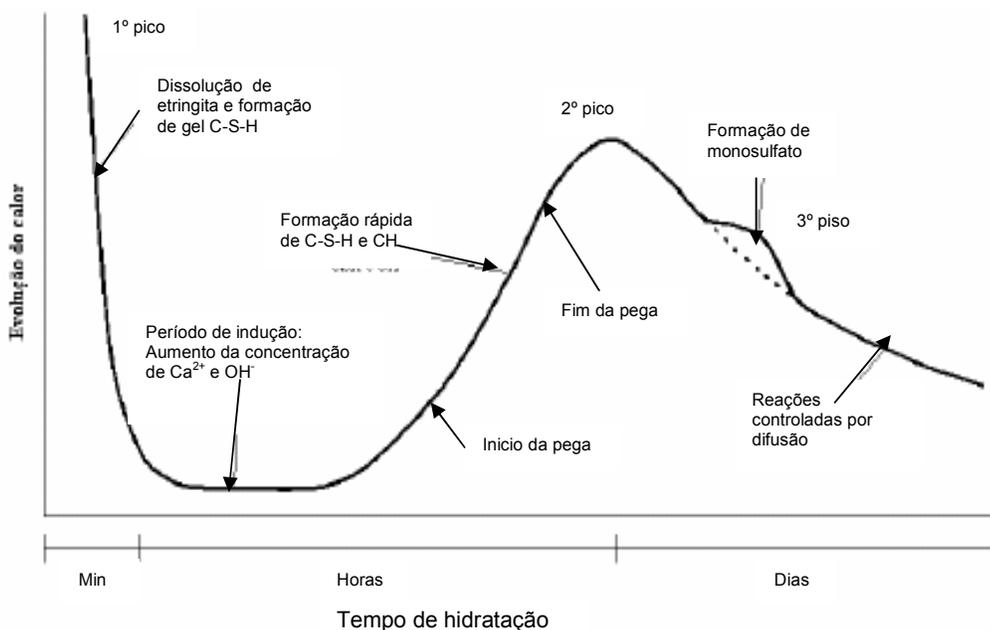
Alita e belita se hidratam similarmente formando um gel denominado tobermorita ou fase C-S-H, obtido pela dissolução de etringita e hidróxido de cálcio. Esse silicato de cálcio hidratado é o principal responsável pelas propriedades hidráulicas do cimento. O gel de tobermorita varia sua composição ao longo da hidratação tanto em função do tempo como da temperatura em que se dá a hidratação e também em função do silicato ( $C_3S$  e  $C_2S$ ) que está sendo hidratado, até adquirir um valor estável. Enquanto a hidratação do  $C_3S$  é mais rápida e se

completa em aproximadamente um ano, a do  $C_2S$  pode durar anos. A hidratação do  $C_3S$  libera mais hidróxido de cálcio que a do  $C_2S$ . É importante ressaltar que a rede cristalina formada durante esta hidratação é a principal responsável pela resistência mecânica do cimento [PAIVA, 2003].

### b) Hidratação dos aluminatos de cálcio

A hidratação dos aluminatos de cálcio ( $C_3A$  e  $C_4AF$ ) é fortemente influenciada pela quantidade e tipo de gesso adicionado. Quando em contato com água,  $C_3A$  reage energeticamente, todavia o sulfato de cálcio (gesso) reage com  $C_3A$  nos primeiros estágios da hidratação formando sulfoaluminatos, retardando assim a pega do cimento. O ferroaluminato tetracálcico reage bem menos energeticamente com a água e com o hidróxido de cálcio da hidratação dos silicatos absorvendo 13 ou 19 moléculas de água [PAIVA, 2003].

A hidratação do cimento Portland pode ser analisada como a soma de todas as reações dos compostos individuais do cimento, sendo que estas reações ocorrem simultaneamente, proporcionando assim uma sobreposição e interação entre cada uma delas. Na figura 2.3 é mostrado, esquematicamente, a resposta global das reações químicas que envolvem a hidratação do cimento.



**Figura 2.3** – Etapas de hidratação do cimento Portland [CARVALHO, 2002]

### 2.1.6 A Pega

Apesar da diversidade dos componentes na constituição dos cimentos, todos eles apresentam uma característica comum as reações de hidratação provocam precipitações sólidas no estado de gel, o cristal que leva a um aumento de viscosidade da pasta. Estas precipitações regulam-se no processo das reações para conseguir um período de trabalhabilidade; passado este período, diz-se que o material está "pegando".

### 2.1.7 O Endurecimento

Passagem do estado gel para o estado sólido por desidratação da argamassa, sendo que a progressão do endurecimento se mede mediante ensaios de resistência mecânica. Não se deve confundir pega com endurecimento, visto que um cimento pode ser de pega lenta e apresentar o endurecimento rápido.

Para que o cimento possua endurecimento rápido, não está implícito que sua resistência final seja superior à resistência do cimento de endurecimento normal, ao término do período de um ou mais anos. As velocidades da pega e do endurecimento podem ser reguladas com o uso de aditivos específicos para cada caso.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DAS PASTAS DE CIMENTO

O desempenho de uma pasta de cimentos depende basicamente das características do cimento, da temperatura e pressão a que o mesmo é submetido, da concentração e do tipo de aditivos, da ordem de mistura, da energia de mistura e da razão água-cimento. Devido à grande interação entre os vários aditivos incluídos na pasta e à variação da composição do cimento em função da batelada, os testes com as pastas são imprescindíveis para a previsão do desempenho da pasta a ser utilizada.

Para a maior parte das operações com cimento na completação, a pasta deve apresentar baixa viscosidade, não gelificar quando estática, manter a viscosidade praticamente constante até a ocorrência da pega, ter baixa perda de filtrado sem separação de água livre ou decantação de sólidos.

### 2.2.1 Aditivos Para Pasta de Cimentos

**a) Controladores de filtrado:** Diminuem a permeabilidade do reboco de cimento criado e/ou aumentam a viscosidade do filtrado. Dividem-se em duas classes: materiais finamente divididos e polímeros solúveis em água. A redução do filtrado previne a desidratação prematura da pasta, gerando reboco de menor espessura e baixíssima permeabilidade.

**b) Aceleradores de pega:** Aumentam a taxa de hidratação do cimento, através do aumento do caráter iônico da fase aquosa. Os mais utilizados são o cloreto de sódio e o cloreto de cálcio.

**c) Retardadores de pega:** Têm efeito contrário ao dos aceleradores, decrescem a taxa de hidratação. Os mais comuns são celuloses, lignosulfonatos e derivados de açúcar. Atuam inibindo a precipitação do hidróxido de cálcio.

**d) Dispersantes:** Reduzem a velocidade aparente, o limite de escoamento e a força gel das pastas, melhorando suas propriedades de fluxo. Facilitam a mistura da pasta, reduzem a fricção e permitem a confecção de pastas de elevada densidade. Os sulfonatos são os mais comuns. A adição de dispersantes pode produzir um efeito secundário indesejável: aumento da água livre e da decantação dos sólidos, tornando a pasta menos estável.

**e) Estendedores:** Visam reduzir a densidade ou aumentar o rendimento da pasta. Dividem-se basicamente em três categorias: estendedores de água (permitem adição de excesso de água), materiais de baixa densidade e gases.

## CAPÍTULO III

### DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO

---

A indústria do petróleo possui mais de um século de atividade. Durante esse período ela vem se mostrando como um dos setores de maior lucratividade no mundo. No surgimento da indústria, no final do século XIX, o refino de petróleo para obtenção do querosene de iluminação era a etapa onde estava a maior rentabilidade. Após alguns anos da década de 20, o desenvolvimento da indústria automobilística e o baixo custo do petróleo, associados ao desenvolvimento da energia elétrica levaram a uma redução na utilização do querosene e um aumento expressivo no consumo de gasolina e de óleo diesel, empurrando a lucratividade do querosene para os derivados combustíveis. Apesar dessas mudanças a lucratividade da cadeia do petróleo permanecia no refino, pois o petróleo era encontrado em abundância e a preços muito baixos.

Durante do desenvolvimento da indústria do petróleo no século XX foram sendo descobertas novas reservas que garantiam a manutenção do preço da matéria-prima de uma indústria milionária. Porém com o passar dos anos essas reservas foram sendo descobertas cada vez mais afastadas dos maiores mercados consumidores, apresentando uma concentração muito elevada na região do oriente médio, principalmente em países como Arábia Saudita e Iraque.

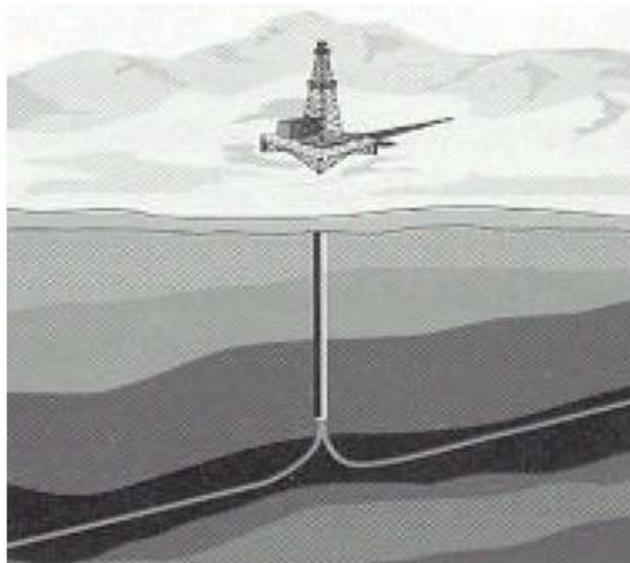
Embora as reservas descobertas nessa região apresentem relativa facilidade de exploração, pois as reservas são todas de superfície, ela começou a apresentar problemas políticos, que ao longo do tempo, começaram a gerar grande desconforto para as empresas petrolíferas do ocidente. O auge dessa situação ocorreu quando os países do oriente médio perceberam que, dentro do potencial estratégico do petróleo, eles tinham grande importância, pois possuíam mais da metade da produção mundial. Somado aos países do Oriente Médio, alguns países da América

latina também notaram tamanha força das reservas que possuíam e então eles se organizaram em um cartel.

Durante a década de 1970 esse cartel foi responsável por duas crises mundiais, a de 1973 e a de 1978. Essas crises resultaram em um aumento no valor do petróleo, levando a rentabilidade da indústria do petróleo do refino para a produção, pois com o aumento da matéria-prima as empresas de refino foram obrigadas a reduzir sua margem de manutenção de suas vendas. Essa transferência da lucratividade gerou um importante fator para a indústria moderna. O desenvolvimento da produção do petróleo se tornou um fator estratégico no mundo, campos de produção *offshore* se tornaram economicamente viáveis devido ao alto custo do petróleo e países onde não se produzia petróleo passaram a investir no desenvolvimento tecnológico dessa etapa da cadeia.

Com o passar dos anos a indústria precisou tornar cada vez mais rentável o processo de extração do petróleo, levando a necessidade de reduzir custos na perfuração de poços e aumentar a qualidade da análise das informações obtidas antes, durante e após a perfuração. Antes, devido a necessidade de projetar da maneira mais eficiente a perfuração do poço, buscando um índice cada vez menor de erros no encontro de reservas. Durante, para evitar a perda de milhões investidos na perfuração com as prisões de coluna de perfuração, instabilidade no maciço perfurado ou até mesmo por utilização de materiais de perfuração incompatíveis com a região que estava sendo perfurada. Após, devido a problemas de instabilidade dos poços que podem interromper a produção, gerando prejuízos que nunca serão recuperados ou até mesmo produção de elementos sólidos que podem danificar os equipamentos de produção e interrompe-la.

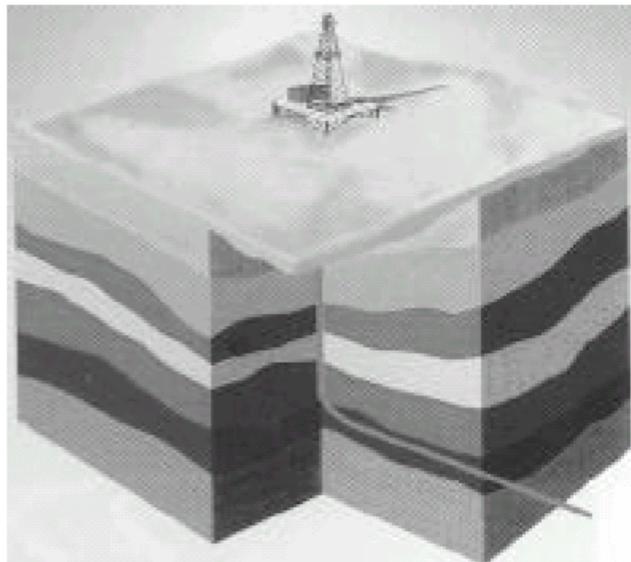
O desenvolvimento tecnológico chegou a um nível tal que através de um único poço pode ser feita uma perfuração multi-direcional (Figura 3.1), permitindo um melhor aproveitamento do poço e também que com uma única base de perfuração seja recuperado o máximo de hidrocarbonetos possível de um reservatório. Esse desenvolvimento de poços direcionais apresenta uma maior incidência de problemas de instabilidade do poço, tanto na fase de perfuração, quanto na fase de produção.



**Figura 3.1** – Poço multi-direcional [TISSER, 2004]

A instabilidade do poço gera um aumento de custos adicionais na perfuração, podendo levar ao seu abandono devido à prisão da coluna de perfuração. Entre os custos da instabilidade estão a necessidade de limpeza do poço, de injeção de mais fluido de perfuração devido a perda do mesmo, o processo de cimentação do poço e a prisão que já foi citada, que em determinados níveis pode ser tratada permitindo que se continue a perfuração. Contudo, mesmo que continue a perfuração, os problemas já causaram um atraso que pode representar perdas na rentabilidade do poço.

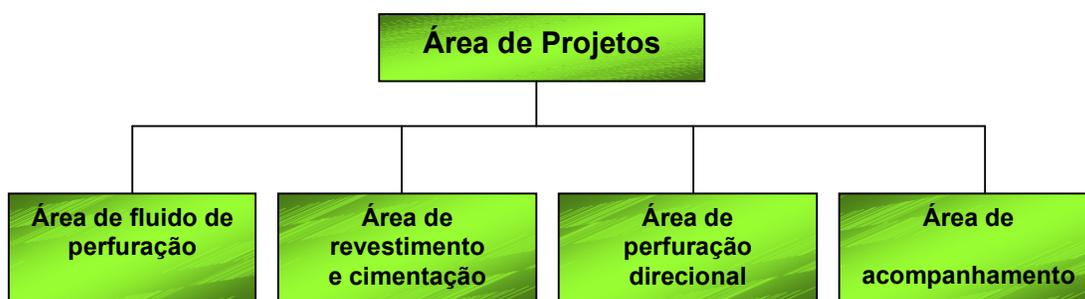
Outro aspecto interessante do desenvolvimento político do petróleo foi crescimento das reservas *offshore* que cada vez mais são desenvolvidas em lâminas de águas cada vez mais profundas. Além disso, as tecnologias de perfuração para águas profundas estão, hoje em dia, limitadas pela profundidade da lâmina de água o que gera necessidade de fazer perfuração longe das reservas e alcançá-las por um poço direcional ou até mesmo um poço horizontal (Figura 3.2).



**Figura 3.2** – Poço horizontal [TISSER, 2004]

### 3.1 ÁREAS ENVOLVIDAS NO PROJETO DE PERFURAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

A elaboração do projeto raramente é desenvolvido por uma única pessoa. Normalmente numa empresa de petróleo, as atividades estão agrupadas em áreas com equipes especializadas. Esta divisão depende da filosofia de atuação de cada empresa e da disponibilidade de mão-de-obra especializada, por isso, a estrutura apresentada na figura 3.3, é apenas um exemplo de como as atividades podem ser organizadas, no entanto, ela não deve se distanciar muito das estruturas existentes nas diversas empresas do ramo.



**Figura 3.3** – Organograma exemplificando uma possível divisão em áreas das atividades envolvidas na elaboração do projeto de poços de petróleo

### 3.1.1 Área de Revestimento e Cimentação

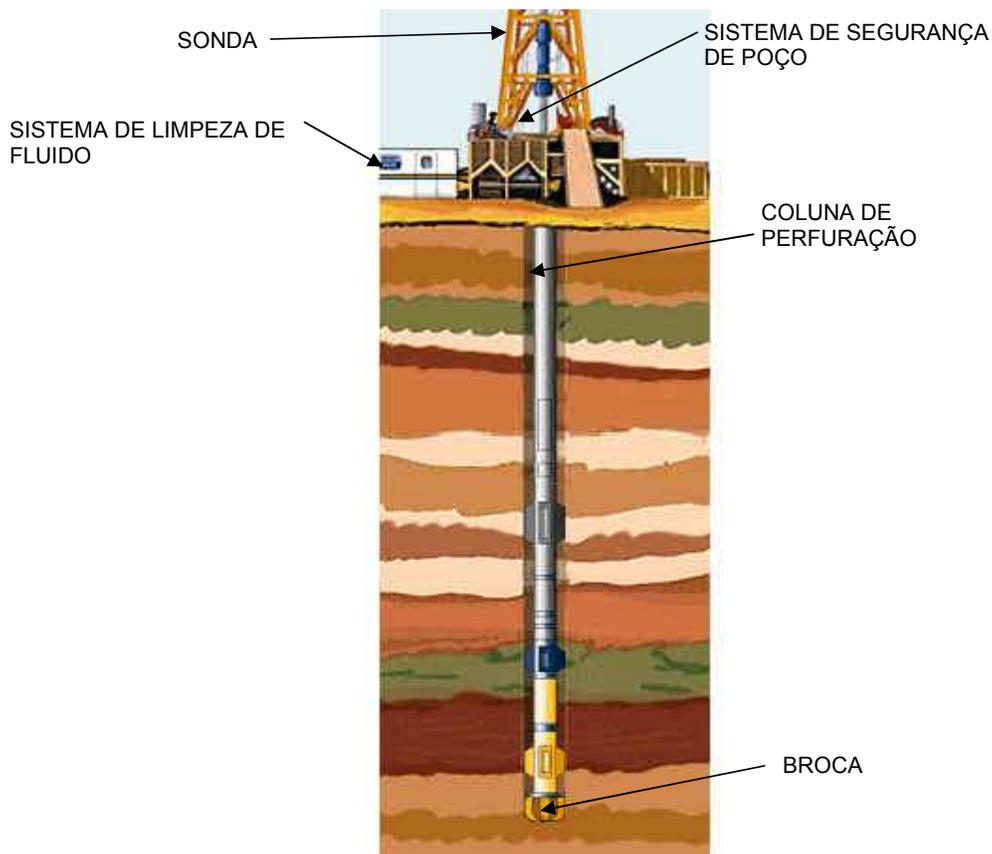
A construção de um poço é indispensável para permitir a exploração de reservatórios contendo petróleo. Entre os procedimentos realizados na sua construção, a cimentação é um dos mais importantes. Esta operação é realizada para promover o isolamento completo e permanente de zonas produtoras localizadas atrás do revestimento, uma vez que a comunicação entre zonas produtoras de petróleo e zonas produtoras de gás e água é indesejável, por estar relacionada com a contaminação de aquíferos ou com a produção descontrolada de gás pelo anular. O espaço anular compreende o espaço entre a coluna de revestimento e a formação geológica adjacente, devendo ser preenchido por uma pasta de cimento para garantir a segurança do poço. Para alcançar este objetivo, um vedamento hidráulico deve ser obtido entre o revestimento e o cimento, e entre o cimento e as formações adjacentes, e evitando também a formação de canais de fluidos na bainha cimentante [NELSON, 1990].

A pasta de cimento a ser utilizada em cada seção do poço depende de muitos fatores operacionais e locais. Em muitos casos, a seleção de densidade de pastas é indicada por fatores que estão além das simples pressões de poro e fratura. Frequentemente, cimentos são misturados produzindo pastas de altas densidades para alcançar altos valores de resistência à compressão em um curto intervalo de tempo. Mas, por razões econômicas, em algumas situações, são usadas pastas de baixa densidade que promovem maior rendimento de cimento por saco [Nelson, 1990]. No entanto, pastas cimentantes constituídas apenas por cimentos têm se mostrado ineficazes, devido à sua natureza frágil. Por isso, as formulações de cimentos com características plásticas mostram-se como uma boa alternativa.

O trabalho de cimentação é uma das últimas operações durante a completação e tem um grande impacto sobre a produtividade do poço. Um erro na interpretação da qualidade do trabalho de cimentação, causado por falta de informações, pode levar a decisões erradas, tais como trabalhos de "squeeze" inadequados e uma má avaliação do fluido do reservatório, que teria consequências mais danosas. Geralmente estas situações são caras e resultam em pesadas perdas financeiras.

### 3.2 POÇOS DE PETRÓLEO

A perfuração de um poço de petróleo é realizada utilizando-se uma sonda. As rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicado a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha são removidos, continuamente, por meio de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, e retorna à superfície percorrendo o espaço anular, trazendo consigo os cascalhos cortados pela broca [THOMAS, 2004]. (figura 3.4)



**Figura 3.4** – Esquema da perfuração de um poço de petróleo [Costa, 2004]

A cimentação é uma das operações mais importantes realizadas em um poço de petróleo [VLACHOU; PIAU, 1997]. Esta operação é assegurada por sistemas de

segurança presentes na sonda. O sistema de segurança é constituído dos equipamentos de segurança de cabeça de poço e de equipamentos complementares que possibilitam o fechamento e controle do poço. O mais importante deles é o *blowout preventer* (BOP) que é um conjunto de válvulas que permite fechar o poço. Este sistema sempre é acionado quando há fluxo indesejável do fluido contido numa formação para dentro do poço. A importância deste sistema é evitar o *blowout*, ou seja, que o poço flua totalmente sem controle causando sérias conseqüências, tais como, danos aos equipamentos de sonda, acidentes com pessoal, perda parcial ou total do reservatório, poluição e danos ao meio ambiente [THOMAS, 2004].

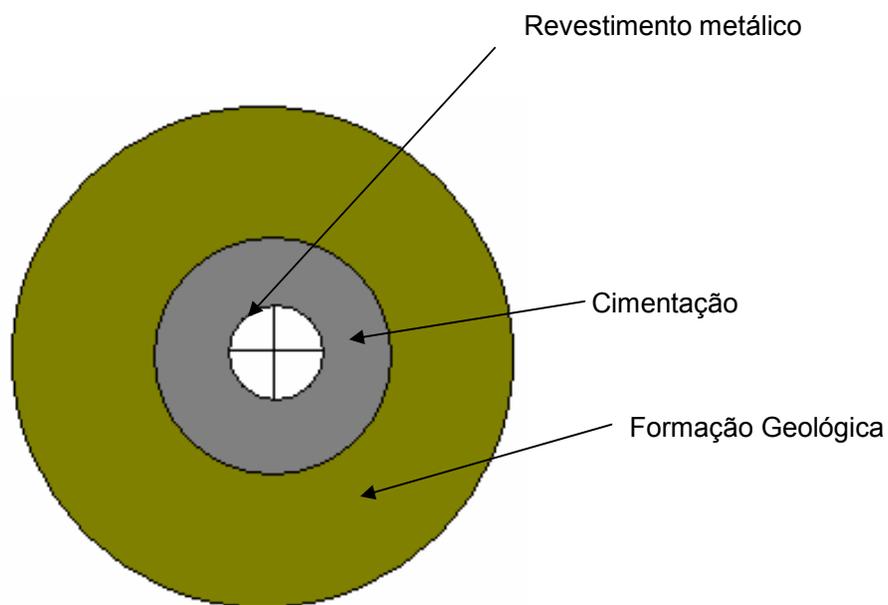
A seqüência operacional de uma cimentação típica envolve a montagem das linhas de cimentação, circulação para condicionamento do poço, injeção do colchão de lavagem e/ou espaçador, teste das linhas de cimentação, lançamento do tampão de fundo, mistura da primeira pasta, mistura da segunda pasta, lançamento do tampão de topo e deslocamento com fluido de perfuração [NELSON, 1990]. Após a pega do cimento, a coluna com a broca é descida para cortar as partes internas dos acessórios e do cimento residual, e assim, prosseguir a perfuração (figura 3.5).



**Figura 3.5** – Esquema de cimentação de poço de petróleo.

As pastas de cimento contidas na unidade de cimentação são deslocadas por bombeio pelo interior da própria tubulação de revestimento. Este caminho ocorre em “U”, havendo um diferencial de pressão entre o interior da coluna e o anular que favorece a subida do fluido de perfuração e da pasta de cimento. A pressão experimentada pela pasta durante o seu bombeio é igual à pressão hidrostática mais a pressão de bombeio, e pode ser tão alta quanto 150 MPa. Na figura 3.5, observa-se a presença de acessórios comumente presentes numa operação de cimentação, como: colar, centralizadores, plugs e sapata.

A figura 3.6 serve para ilustrar um pouco mais a definição do espaço anular e sua relação com o revestimento e com as formações adjacentes. A pasta de cimento bombeada para dentro do poço forma uma bainha circundante ao revestimento, permitindo sua fixação à formação e proteção contra possíveis formações corrosivas.



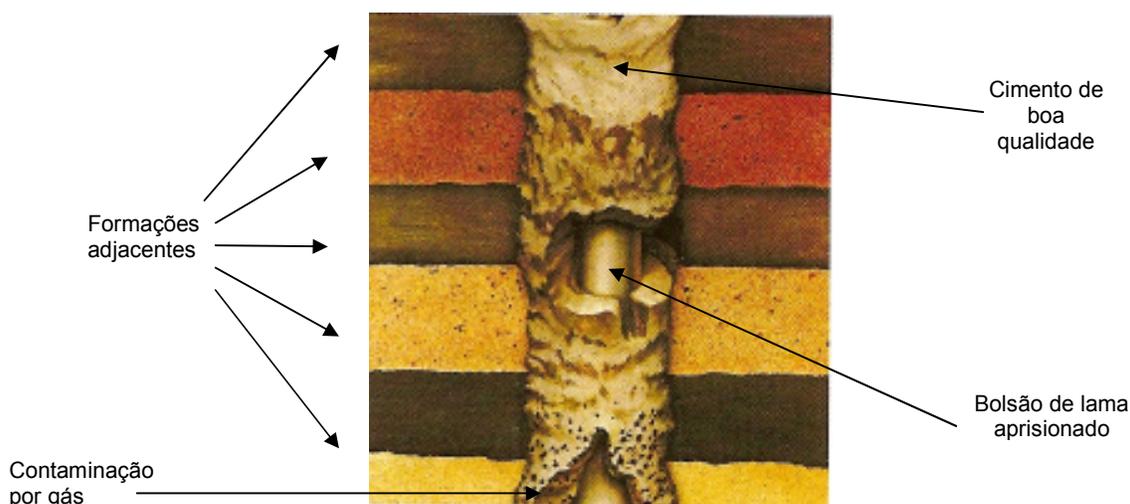
**Figura 3.6** - Desenho esquemático de uma seção transversal de um poço, mostrando o preenchimento do espaço anular do revestimento do poço.

# CAPÍTULO IV

## CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

### 4.1 PRINCIPAIS TIPOS DE CIMENTAÇÃO DE POÇOS

Existem dois tipos principais de cimentação: a cimentação primária e a cimentação secundária. A cimentação primária é aquela realizada após a descida da cada coluna de revestimento, e sua qualidade é avaliada, geralmente, por meio de perfis acústicos corridos por dentro do revestimento [THOMAS, 2004]. Embora muita tecnologia avançada venha sendo aplicada em todas as etapas envolvidas na exploração do petróleo, a cimentação nem sempre é realizada com sucesso em toda a extensão do poço, e pode ser necessária uma nova operação de cimentação para fins de correção. A cimentação secundária é realizada quando ocorrem falhas na cimentação primária. Fatores como densidade incorreta da pasta, fluxo de gás ascendente, entrada de gás na coluna de pasta, contração volumétrica e aderência insuficiente podem ser responsáveis por erros de cimentação [THOMAS, 2004]. Na figura 4.1 e mostrado um caso onde se observa falha de cimentação.



**Figura 4.1** - Esquema ilustrativo de poço com falha de cimentação (THOMAS, 2004).

Há três tipos de cimentação secundária: recimentação, compressão de cimento ou *squeeze* e tampão. A recimentação é realizada quando o topo de cimento não alcançou a altura prevista no espaço anular. O *squeeze* é a injeção forçada de pequeno volume de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir quantidade excessiva de água ou gás. O tampão de cimento é usado nos casos de perda de circulação, abandono definitivo ou temporário do poço [NELSON, 1990].

#### 4.2 TUBOS DE AÇO PARA EXPLORAÇÃO E EXTRAÇÃO DO PETRÓLEO: CARACTERÍSTICAS E PARTICULARIDADES

A produção de produtos petroquímicos, tão importantes para a sociedade humana, requer intensivo uso de produtos tubulares para a prospecção, a extração, o transporte e o consumo. Além dos requisitos básicos de resistência e tolerância dimensionais mais características desafiadoras estão sendo solicitadas a esses tubos, devido ao aperfeiçoamento das técnicas de exploração e transporte, aumento da demanda por petroquímicos e aproveitamento das atuais reservas.

Ao longo do século XX, a sociedade humana passou a depender intensamente do petróleo, uma das matérias-primas e fontes de energia mais explorada e cobiçada em todo o mundo. A obtenção, o processamento, a distribuição e o uso destas duas matérias-primas (petróleo e gás natural) e de seus subprodutos (petroquímicos) requerem grande quantidade de tubos. Na extração do petróleo e do gás natural, tubos são utilizados para a perfuração e revestimento de poços e na extração dos fluidos [API, 2001]. Tubos também são utilizados no transporte dos poços até a superfície (no caso de plataformas marinhas) e dos locais de perfuração até as plantas de separação das impurezas e/ou refino [KUSHIDA, 2002].

Os tubos para as aplicações são especificados por rígidas normas (API e ISO), cuja característica marcante é o foco sobre a especificação do produto final (tubos), objetivando-se aumentar a segurança de uso [API, 2001; KUSHIDA, 2002]. Devido a isso, a produção desses tipos de tubos torna-se uma tarefa não trivial,

normalmente envolvendo desde o fornecedor de aço até o usuário final, passando pelo fabricante dos tubos e instalador das linhas. Neste contexto, os principais desafios são:

- a obtenção das estreitas faixas de propriedades mecânicas nos tubos (o processo de fabricação altera variavelmente as propriedades mecânicas do tubo final em relação à matéria-prima utilizada [API, 2001; MORAIS, 2003 ]);
- controle de qualidade da matéria-prima, que deve possuir um baixo nível de inclusões e impurezas, especialmente enxofre (S), fósforo (P) e até mesmo nitrogênio e oxigênio (N, O);
- juntas soldadas (no caso de tubos com costura), homogêneas em relação ao metal base;
- características dimensionais e geométricas muito bem controladas para oferecer homogeneidade aos tubos.

#### 4.2.1 Tubos Para Dutos de Produção (Oil-Country Tubular Goods)

Os tubos OCTG (Oil-Country Tubular Goods), figura 4.2, são utilizados para a perfuração de poços de petróleo e gás e na sua extração e podem ser classificados nos três tipos listados a seguir:

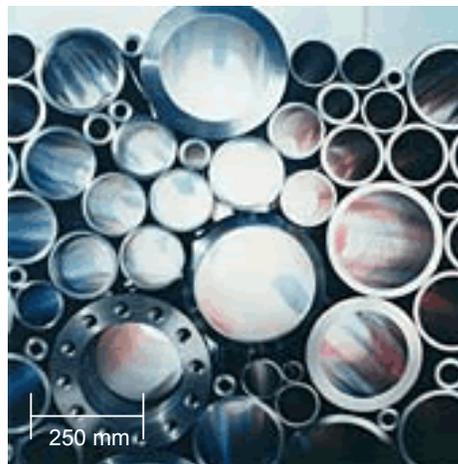
- tubos de perfuração (drilling) são utilizados para a perfuração de poços, sendo necessário resistência à abrasão, fadiga e corrosão-fadiga;
- tubos de revestimento (casing) são inseridos nas perfurações e assentados com cimento;
- tubos de produção (tubing) são posicionados dentro dos tubos de revestimento e utilizados para a extração de óleo e gás, assim como no transporte de fluidos hidráulicos para o acionamento de equipamentos.



**Figura 4.2** – Tubos OCTG para operações de perfuração, revestimento e produção [APLICAÇÕES DO NIÓBIO, 2005].

Os tubos OCTG são unidos entre si por meio de rosqueamento, assim a soldabilidade desses tubos não é uma característica primordial, o que torna possível a utilização de tubos com maiores teores de carbono equivalente (Ceq). Nesses tipos de tubos, as propriedades mecânicas podem ser obtidas por meio de aços mais simples ou tratamentos térmicos de têmpera seguida de revenimento ou normalização. Em muitas aplicações dos OCTG, tais tratamentos térmicos são necessários para alcançar os níveis de resistência mecânica e tenacidade exigidos para a aplicação, assim como propiciam melhores características de resistência à corrosão em certos meios. O uso de tratamentos térmicos também oferece um maior nível de controle sobre as propriedades mecânicas finais, reduzindo a dependência destas com o processo de conformação.

Os tubos OCTG possuem diâmetros relativamente pequenos, como pode ser observado na figura 4.3. Esses diâmetros variam entre 24 polegadas ou aproximadamente 610 milímetros (tubos dos revestimentos mais próximos do nível do solo) até poucas polegadas ou aproximadamente 60 milímetros (tubos de produção). Entre os tubos OCTG existe uma distribuição de uso de 2:1:1 entre tubos de maiores diâmetros (aproximadamente  $f > 400$  mm e pesos  $> 100$  kg/m), de médios diâmetros (aproximadamente  $200 < f < 400$  mm e pesos entre 50 e 100 kg/m) e para tubos de menores diâmetros (aproximadamente  $f < 200$  mm e pesos  $< 50$  kg/m), respectivamente. Considerando o efeito do peso pelo comprimento dos tubos, o maior consumo por metro recai sobre os tubos de pequeno diâmetro destinados à produção (tubing).



**Figura 4.3** – Tubos utilizados na operação de extração de petróleo [BERMOTUBOS, 2006]

A norma API 5CT [API, 2001] descreve os graus dos tubos de revestimento e produção por meio de letras e números associados com o grau de resistência mecânica requisitada para seu uso, conforme sucintamente apresentado pelas tabelas 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4.

## API – SPEC 5CT / ISO 11960 CASING E TUBING

**Tabela 4.1** – Dados gerais dos tubos para operações de revestimento e produção [API, 2001].

Aplicações	Qualidade do aço	Propriedades mecânicas (valores mínimos)			Processo de solda
Casing e Tubing próprios para operações de revestimento e produção em poços de petróleo	Análise Química (para todos os graus): P Max: 0,04 % S Max: 0,06 %	Grau H40 Limite de escoamento (kgf/mm <sup>2</sup> ) 28,1 resistência à tração (kgf/mm <sup>2</sup> ) 42,2	Grau J55 Limite de escoamento (kgf/mm <sup>2</sup> ) 38,7 resistência à tração (kgf/mm <sup>2</sup> ) 52,7	Grau K55 Limite de escoamento (kgf/mm <sup>2</sup> ) 38,7 resistência à tração (kgf/mm <sup>2</sup> ) 66,8	Resistência elétrica por alta frequência longitudinal

Ensaio hidrostático	Ensaios mecânicos	Ensaios não-destrutivos	Acabamento
Os tubos são testados individualmente de acordo com a tabela descrita na norma ISO 11960	Os tubos são submetidos à ensaios de achatamento e dobramento dentro dos padrões exigidos pela norma	Ultra-som e eletromagnético	Pontas lisas

**Tabela 4.2 – API – SPEC 5CT / ISO 11960 - TUBING – características [API, 2001].**

Designação		Diâmetro externo		Espessura da parede		Peso (ponta lisa)		Diâmetro do Drift		Grau		
1	2	(in)	(mm)	(in)	(mm)	(Lb/ft)	(kg/m)	(in)	(mm)	H40	J55	K55
2 3/8	4,00	2,375	60,32	0,167	4,24	3,94	5,87	1,947	49,46	X	X	-
	4,60			0,190	4,83	4,44	6,61	1,901	48,28	X	X	-
2 7/8	6,40	2,875	73,02	0,217	5,51	6,17	9,17	2,347	59,62	X	X	-
	7,70			0,216	5,49	7,58	11,29	2,947	74,74	X	X	-
3 1/2	9,20	3,50	88,90	0,254	6,45	8,81	13,12	2,867	72,82	X	X	-
	10,20			0,289	7,34	9,92	14,76	2,797	71,04	X	X	-
4	9,50	4,00	101,60	0,226	5,74	9,12	13,57	3,423	86,94	X	X	-
	10,70			0,262	6,65	10,47	15,57	3,351	85,12	X	X	-
4 1/2	12,60	4,50	114,30	0,271	6,88	12,25	18,23	3,833	97,36	X	X	-

**Tolerâncias:** Válidas para casing e tubing

Diâmetro:  $D < 4 \frac{1}{2}'' = \pm 0,79\text{mm}$  ;  $D \geq 4 \frac{1}{2}'' = + 1\% - 0,5\%$

Espessura: -12,5%

Peso: Por Tubo = + 6,5% - 3,5%

Comprimentos de fabricação: 6m, 9m e 12m.

**Tabela 4.3 – API – SPEC 5CT / ISO 11960 – CASING – Características [API, 2001]**

Designação		Diâmetro externo		Espessura da parede		Peso (ponta lisa)		Diâmetro do Drift		Grau		
1	2	(in)	(mm)	(in)	(mm)	(lb/ft)	(kgf/m)	(in)	(mm)	H40	J55	K55
	9,50			0,205	5,21	9,41	14,02	3,965	100,70	X	X	X
4 ½	10,50	4,500	114,30	0,224	5,69	10,24	15,24	3,927	99,74		X	X
	11,60			0,250	6,35	11,36	16,91	3,875	98,42		X	X
	14,00			0,224	6,20	13,71	20,41	7,887	124,12	X	X	X
5 ½	15,50	5,500	139,70	0,275	6,98	15,36	22,85	4,825	122,56		X	X
	17,00			0,304	7,72	16,89	25,13	4,767	121,08		X	X
	20,00			0,288	7,32	19,51	29,06	5,924	150,46	X	X	X
6 5/8	24,00	6,625	168,28	0,352	8,94	23,60	35,13	5,796	147,22		X	X
	17,00			0,231	5,87	16,72	24,89	6,413	162,88	X		
	20,00			0,272	6,91	19,56	29,12	6,331	160,80	X	X	X
7	23,00	7,500	177,80	0,317	8,05	22,65	33,70	6,249	158,72		X	X
	26,00			0,362	9,19	25,69	38,21	6,151	156,24		X	X
	24,00			0,264	6,71	23,60	35,14	7,972	202,48		X	X
8 5/8	28,00	8,625	219,08	0,304	7,72	27,04	40,24	7,892	200,46	X		
	32,00			0,352	8,94	31,13	46,33	7,796	198,02	X	X	X

**Tabela 4.4** – Propriedades químicas e mecânicas – Casing e Tubing [API, 2001]

Grau	Composição química				Propriedades mecânicas							
	C	Mn	P	S (máx)	Resistência à tração				Limite de escoamento			
	(max)	(máx)	(máx)		Mínimo		Máximo		Mínimo		Máximo	
				PSI	MPa	PSI	MPa	PSI	MPa	PSI	MPa	
H40	-	-			60000	414	-	-	40000	276		
J55	-	-	0,04 %	0,06 %	75000	517	-	-	55000	379	80000	552
K55	-	-			95000	655	-	-	55000	379		

A resistência mecânica desses tubos de aço é diretamente proporcional à profundidade de operação nos poços petrolíferos, pois, além de serem capazes de suportar as tensões inerentes ao meio, também devem suportar o próprio peso da coluna de tubos. O nível de resistência dos tubos OCTG tem aumentado progressivamente, dos graus H40 e J55 para os graus N80 e P110, estes últimos com resistências acima de 560 MPa e tratados termicamente à medida que os poços tornam-se cada vez mais profundos.

Tubos sem costura são os principais produtos utilizados para essas aplicações, devido à sua confiabilidade. Porém os tubos soldados por resistência elétrica têm ganhado terreno, inicialmente pelos graus mais baixos (H40 e J55), à medida que a tecnologia de soldagem vem progredindo, assim como o processo de fabricação dos aços.

Com o incremento do consumo e do preço do óleo e do gás, juntamente com a escassez de algumas reservas, também aumentaram o aproveitamento dos poços já existentes e a exploração de novas regiões, tornando mais usual a exploração de reservas contendo H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>. Esses dois gases causam corrosão localizada e fragilização (SSC – sulfite stress cracking), especialmente na presença de umidade, característica encontrada sobretudo nos dutos de produção (tubing) [KUSHIDA, 2002].

Tubos de aço carbono e aço baixa liga são adequados para a aplicação em ambientes com baixa quantidade de CO<sub>2</sub> e podem ser utilizados tanto para

ambientes com ou sem H<sub>2</sub>S. No primeiro caso, o ambiente é considerado “sour” (amargo). Porém, tubos com cromo devem ser utilizados em ambientes com CO<sub>2</sub>. No caso de ambientes com presença simultânea de H<sub>2</sub>S e CO<sub>2</sub>, são necessários tubos produzidos com aços mais elaborados.

#### 4.2.2 Desenvolvimentos Futuros e Perspectivas

Com o aumento da demanda por petróleo e gás natural, intensifica-se o índice de aproveitamento dos poços e da extração onshore e offshore desses produtos, em locais antes inacessíveis. A exploração mais eficiente e abrangente de óleo e gás assim como a redução dos custos de transporte, em distâncias cada vez maiores, são os principais estímulos aos desenvolvimentos no setor de tubos:

- a exploração offshore em profundidades de lâmina d'água cada vez maiores requer o uso de tubos OCTG cada vez mais resistentes;
- a utilização mais abrangente dos poços requer a extração de produtos com quantidades crescentes de substâncias corrosivas (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S).

#### 4.2.3 Aços de Alta Resistência e Baixa Liga Usados em Tubos Para Exploração e Extração de Petróleo

Com o crescimento do consumo de energia, novas fontes de óleo e gás passaram a ser exploradas freqüentemente em regiões remotas e condições climáticas adversas. A necessidade de exploração do petróleo levou a um aumento da demanda por aços estruturais de alta resistência e boa tenacidade, tais como os aços ARBL (alta resistência e baixa liga) de classificação API. Esses materiais são aços microligados que apresentam (em sua forma original mais simples) microestrutura típica de ferita-perlita. Sua composição química é similar a de um aço baixo-carbono, mas com micro-adições de elementos de liga de aproximadamente 0,1 % Nb, Ti ou V para garantir propriedades mecânicas superiores.

Em função desta demanda, a tecnologia para produzir estes aços vem se desenvolvendo rapidamente. Por exemplo, melhorias no processo de laminação tem proporcionado a estes materiais um melhor limite de escoamento (obtenção de tamanho de grão reduzido), acompanhado de uma diminuição gradual do carbono (a quantidade de carbono pode ser reduzida com o objetivo de melhorar a soldabilidade e tenacidade), já que adições de Nióbio e vanádio compensam a diminuição da resistência devido a diminuição deste elemento.

Dentre as práticas utilizadas na fabricação dos aços ARBL, a mais difundida tem sido a laminação controlada, onde combinações diversas entre temperatura e quantidade de deformação a quente objetivam elevados valores de resistência e tenacidade a partir dos efeitos do refino do grão e da precipitação de carbonetos e nitretos dos elementos microligantes.

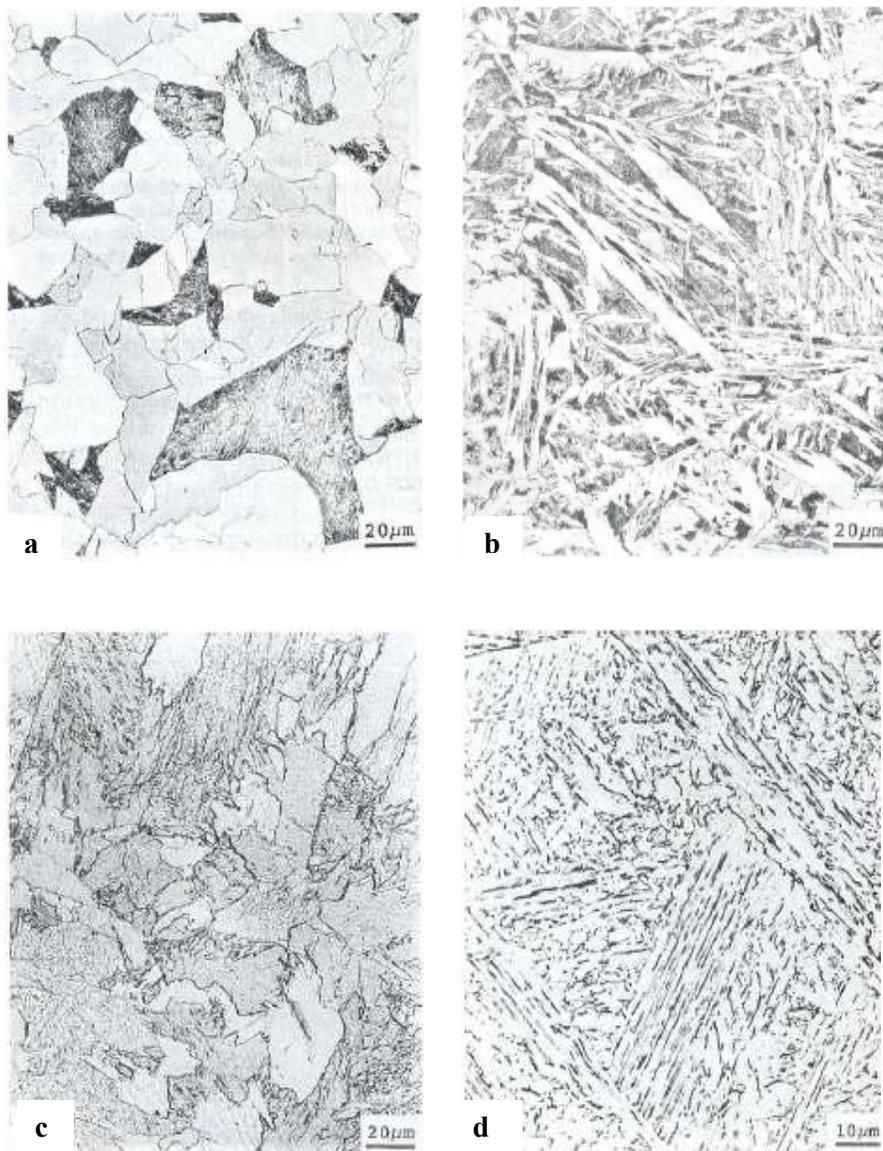
#### 4.2.3.1 Caracterização microestrutural dos aços ARBL (alta resistência e baixa liga) de acordo com API spec 5l e 5ct: princípios básicos

Uma característica importante dos Aços ARBL é a apreciável resistência mecânica, combinada com ductibilidade e tenacidade, em comparação com os outros aços que estes substituem. Isso acontece em decorrência da coexistência de diferentes constituintes microestruturais.

Atualmente os produtos da transformação bainítica, junto com uma variedade de outros produtos de composição da austenita formam parte da microestrutura dos novos aços estruturais ARBL. O efeito da microestrutura sobre as propriedades físicas e mecânicas de aços ao carbono torna a análise metalográfica uma ferramenta importante para estabelecer correlações entre estes parâmetros. A complexidade da microestrutura desses aços e a dificuldade de identificação de suas fases e microconstituintes originam discussões em relação à nomenclatura dos mesmos.

Alguns exemplos das morfologias da ferrita em aços ARBL são mostrados na figura 4.4. Os aços denominados ARBL-80, nas figuras 4.4(a), 4.4(b), 4.4(c) e 4.4(d)

referem-se aos aços de alta resistência e baixa liga com limite de escoamento igual a 80 KSI (550 MPa).

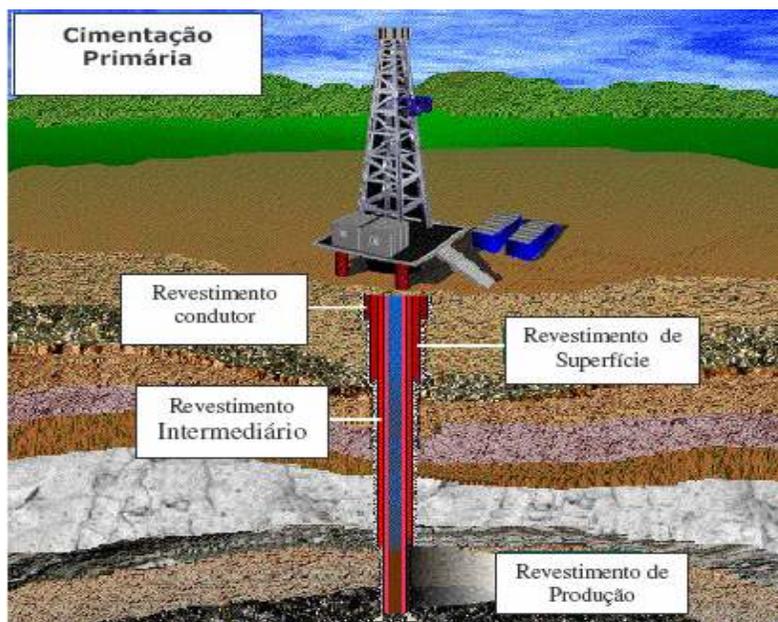


**Figura 4.4:** (a) Ferrita poligonal num aço ARBL-80 transformado isotermicamente a 675 °C por 500s. (b) Ferrita Windmanstätten num aço ARBL-80, formada durante a transformação isotérmica da austenita a 600 °C por 100s. (c) Ferrita quase poligonal num aço ultra baixo carbono, 0,005% C e 3% Mn. (d) Ferrita bainítica ou acicular num aço ARBL-80, transformado isotermicamente a 500 °C por 5000s [SILVA, 2004].

### 4.3 TIPOS DE REVESTIMENTO (CASING)

Há bastante tempo o homem perfura poços de petróleo terrestre e, ao longo desse período, vem identificando a necessidade de proteger suas paredes através de seu revestimento total ou parcial, isolando diversas zonas do poço. O revestimento desses poços passou por várias fases evolutivas, onde foram empregadas alvenarias rudimentares, proteções de madeira como as utilizadas no poço de Drake e tubos de ferro fundido. Atualmente são empregados tubos de aço especial.

O poço é perfurado em fases, cujo número depende das características das zonas a serem perfuradas e da profundidade final prevista do poço. Cada fase é concluída com a descida de uma coluna de revestimento e sua posterior cimentação, como ilustra a figura 4.5.

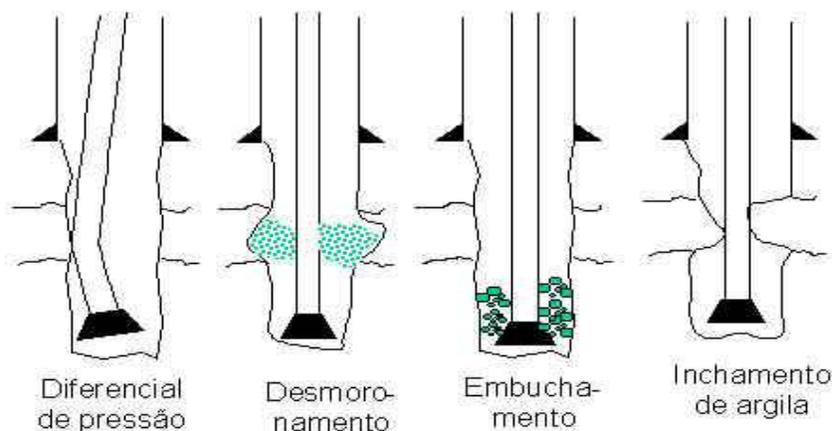


**Figura 4.5** – Tipos de revestimentos de um poço de petróleo [COSTA, 2004].

O comprimento das colunas de revestimento e o número de fases são determinados em função das pressões de poros da formação e pressões de fraturas previstas para a operação. A determinação dessas pressões possibilita a previsão do risco de prisão da coluna por diferencial de pressão, ocorrência de *kicks*,

desmoronamento das paredes do poço ou perda do fluido de perfuração para as formações (ver figura 4.6). [PAIVA, 2003]

### Prisão de Coluna



**Figura 4.6** - Prisão de coluna de perfuração por diferencial de pressão, desmoronamento, embuchamento ou inchamento de argila [PERFURAÇÃO, 2005]

A perfuração retira a rocha e cria uma pressão no sentido do desmoronamento da formação. Além disso, zonas produtoras adjacentes, além de aquíferos e zonas de gás devem ter isolamento hidráulico.

O revestimento constitui uma das parcelas mais expressivas do custo da perfuração de um poço de petróleo (15 a 20 % no mar, podendo chegar a 50 % em terra) segundo [THOMAS, 2004]. A composição de cada coluna é função das solicitações previstas durante sua descida no poço e ao longo de sua vida em serviço. O API padronizou procedimentos industriais e operacionais para fabricação e manuseio dos tubos de revestimentos. Suas recomendações e padronizações são adotadas em quase sua totalidade pelos países ocidentais, inclusive o Brasil [THOMAS, 2004; NELSON, 1990], embora alguns produtos ou procedimentos “não-API” também sejam adotados.

Como funções das colunas de revestimento têm-se:

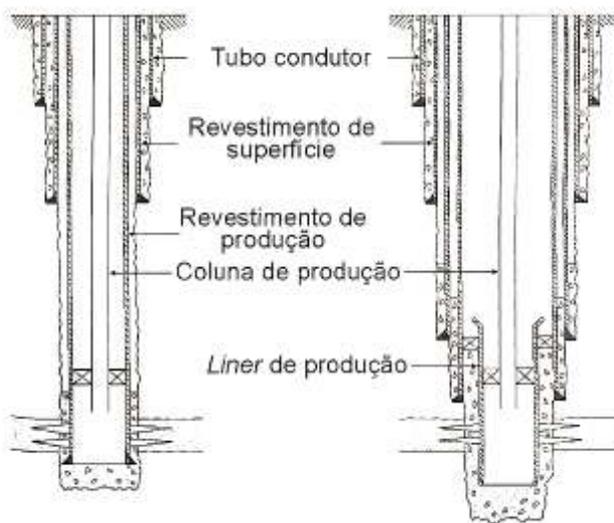
- ▶ Prevenir o desmoronamento das paredes do poço;
- ▶ Evitar a contaminação de água potável dos lençóis freáticos mais próximos à superfície;

- ▶ Permitir o retorno do fluido de perfuração à superfície;
- ▶ Prover meios de controle de pressões dos fluidos;
- ▶ Permitir a aplicação de pressão adicional desde a superfície;
- ▶ Permitir a adoção de sistema de fluido de perfuração diferente mais compatível com as formações a serem perfuradas adiante;
- ▶ Impedir a migração dos fluidos das formações;
- ▶ Sustentar os equipamentos de segurança de cabeça de poço;
- ▶ Sustentar outra coluna de revestimento;
- ▶ Alojjar os equipamentos de elevação artificial e
- ▶ Confinar a produção no interior do poço.

Como características essenciais das colunas de revestimento têm-se:

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

A classificação das colunas de revestimento é dividida em seis tipos (figura 4.7).



**Figura 4.7** – Esquema de revestimento de poços [THOMAS, 2004]

O primeiro é o condutor, que é o primeiro revestimento do poço, assentado a pequena profundidade (10 a 50 m), com a finalidade de sustentar sedimentos superficiais não consolidados, podendo ser assentado por cravação, jateamento (mar) ou por cimentação em poço perfurado, tendo como diâmetros típicos 30", 20", 13 3/8".

O segundo é o revestimento de superfície com comprimento variando na faixa de 100 a 600 m, visa proteger os horizontes superficiais de água e prevenir desmoronamento de formações não consolidadas, servindo ainda como base de apoio para os equipamentos de segurança de cabeça de poço, sendo cimentado em toda a sua extensão para evitar flambagem devido ao grande peso dos equipamentos e dos revestimentos, tendo como diâmetros típicos 20", 18 5/8", 16", 13 3/8", 10 3/4" e 9 5/8".

O terceiro é o revestimento intermediário que 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, tendo uma faixa de profundidade bem vista, variando de 1000 a 4000 m. É cimentado somente na parte inferior ou, em alguns casos, num trecho intermediário adicional sendo sustentado na superfície por cunhas apropriadas, apoiadas no sistema de cabeça de poço, tendo diâmetros típicos de 13 3/8", 9 5/8" e 7".

O quarto é o revestimento de produção que 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 da ocorrência de zonas de interesse, tendo como diâmetros típicos 9 5/8", 7", e 5 1/2".

O quinto é o liner, que é uma coluna de revestimento que é descida e cimentada no poço visando cobrir apenas a parte inferior deste, o poço aberto. Seu topo fica ancorado um pouco acima da extremidade inferior do revestimento anterior e é independente do sistema de cabeça de poço. Seu uso é crescente em função de suas características de economia, versatilidade e rapidez de operação, podendo ser usado em substituição ao revestimento intermediário (liner de perfuração) e ao revestimento de produção (liner de produção), tendo como diâmetros típicos 13 3/8", 9 5/8", 7" e 5 1/2".

O sexto é o tie back (que não aparece na figura), que é a complementação de uma coluna de liner até a superfície, quando limitações técnicas ou operacionais

exigem proteção do revestimento anterior, tendo como diâmetros típicos 9 5/8", 7" e 5 1/2 [PEREIRA, 2005]

O dimensionamento das colunas de revestimento considera a resistência mínima que os tubos devem apresentar para suportar as solicitações de tração externa. Estas são estimadas levando-se em conta as condições mais adversas que possam ocorrer durante a instalação e vida útil das colunas. Aos valores de solicitações estimados são aplicados fatores de segurança, visando minimizar o risco de falha da coluna por influências não ponderadas. Ao se dimensionar uma coluna de revestimento, diversos parâmetros são críticos para o projeto e, conseqüentemente, para redução de custos, tipo: volume de gás que deve ser considerado como tendo invadido o poço, pressão de poros e de fratura da formação a ser perfurada, tipo de fluido que ficará no anular do revestimento e um seu interior, conhecimento prévio sobre as características da área, possibilidade de perdas de circulação, variações de inclinação do poço, posição do topo do cimento e presença de fluidos corrosivos nas formações.

#### 4.4 OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO

Após a descida de uma coluna de revestimento, o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchido com cimento, de modo a fixar a tubulação e evitar que haja migração de fluidos entre as diversas zonas permeáveis atravessadas pelo poço, por detrás do revestimento.

A cimentação do espaço anular é realizada, basicamente, mediante o bombeio da pasta de cimento, que é deslocada através da própria tubulação de revestimento. Após o endurecimento da pasta, o cimento deve ficar fortemente aderido à superfície externa do revestimento e à parede do poço, nos intervalos previamente definidos.

As principais funções da bainha de cimento são:

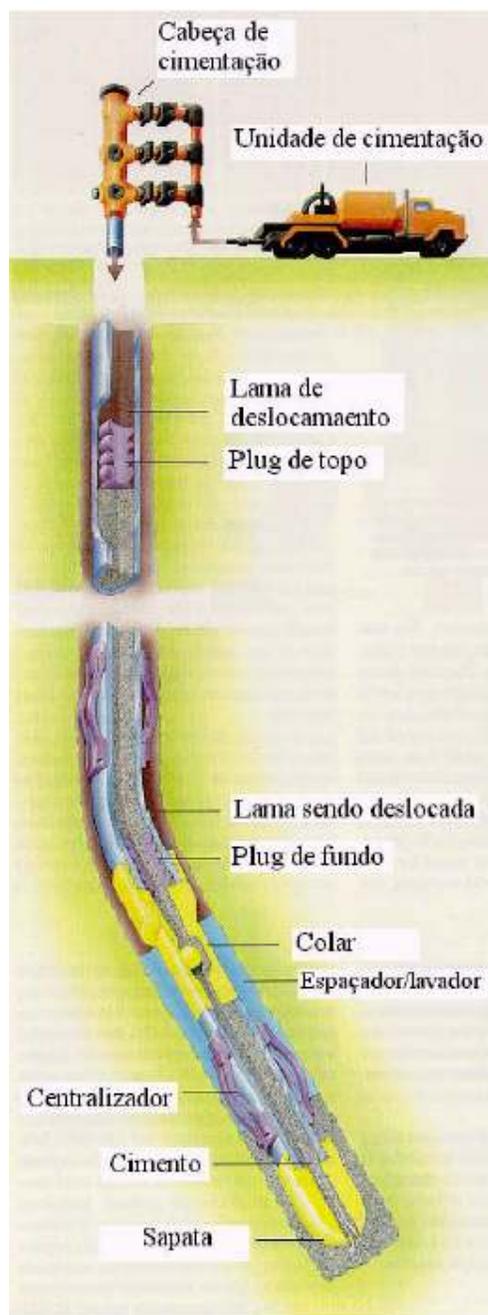
- ▶ isolar zonas produtoras de óleo, gás e/ou água das formações adjacentes, além de dar estabilidade mecânica ao poço;
- ▶ Suportar o peso do revestimento, reforçar o revestimento, protegendo-o contra corrosão e evitando o colapso do poço.

### ► **Cimentação Primária**

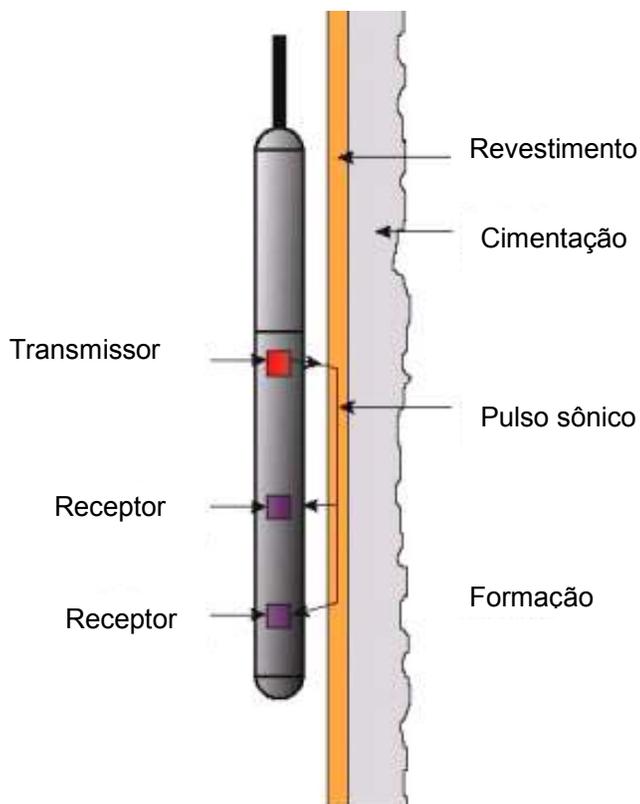
É a cimentação principal, realizada logo após a descida de cada coluna de revestimento no poço. Para a realização desse tipo de operação, deve-se levar em conta alguns parâmetros de poço, como: BHCT (temperatura de circulação no fundo do poço), BHST (temperatura estática no fundo do poço), gradiente geotérmico, gradiente e pressão de fratura, tipo e condições do fluido de perfuração, vazão de operação, etc.

A qualidade da cimentação primária geralmente é avaliada através de perfis acústicos corridos por dentro do revestimento (ver figura 4.9), após a pega do cimento durante a realização de uma operação denominada perfilagem.

Na figura 4.8 é mostrado um perfil de cimentação primária típica.



**Figura 4.8** – Esquema mostrando uma operação de cimentação típica de poço de petróleo e alguns equipamentos acessórios. (SCHLUMBERGER, 2002)



**Figura 4.9** – Sistema de transmissão de sinais sônicos monopolar que se propaga em todas direções, onde a resposta do perfil, em casos simples, pode ser interpretada e proporciona boas informações sobre a qualidade da cimentação [COELHO, 2005].

A seqüência operacional de uma cimentação primária, segundo a figura 4.8, é a seguinte:

- a) Montagem das linhas de cimentação;
- b) Circulação para condicionamento do poço e preparação do colchão de lavagem;
- c) Bombeio do colchão de lavagem;
- d) Teste de pressão das linhas de cimentação até uma pressão superior à máxima pressão prevista na operação;
- e) lançamento do tampão de fundo (opcional);
- f) Mistura da primeira pasta (mais leve);
- g) Mistura da segunda pasta (maior densidade e maior resistência à compressão) normalmente cobrindo de 100 a 150 m da extremidade inferior da coluna;
- h) Lançamento do tampão de topo;
- i) Deslocamento com fluido de perfuração;
- j) Pressurização do revestimento para teste de vedação do tampão de topo.

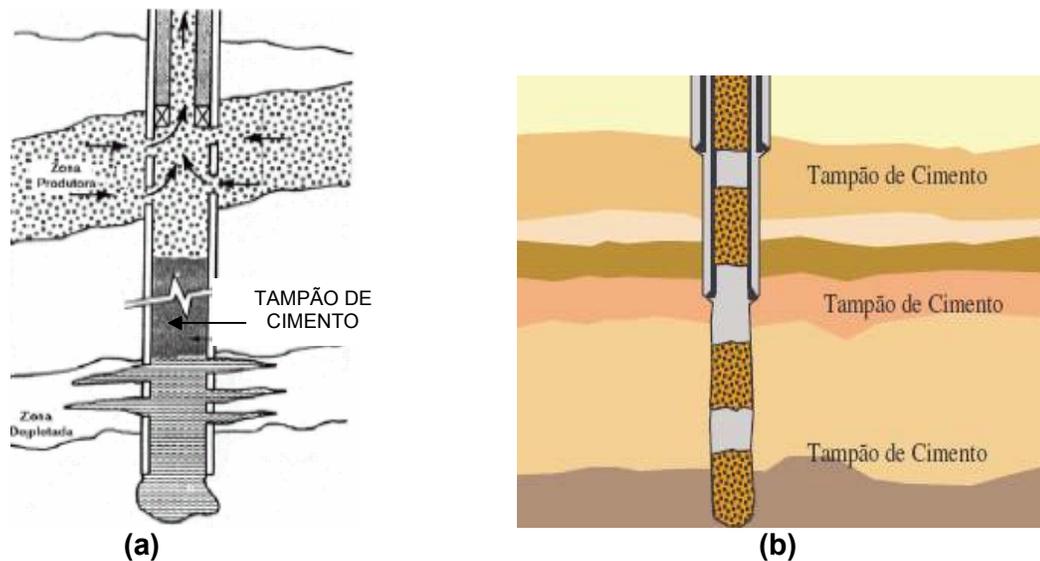
Diversos acessórios são conectados ou afixados à coluna de revestimento (figura 4.8), visando garantir o melhor resultado da cimentação, como a sapata que é colocada na extremidade da coluna, servindo de guia para a introdução do revestimento do poço, sendo o tipo mais comum a sapata flutuante que impede fluxo para o interior da coluna. Outro acessório é o colar que é posicionado 2 a 3 tubos acima da sapata, servindo para reter os tampões de cimentação, além de poder receber mecanismos de vedação como o colar flutuante. Outros acessórios importantes são os centralizadores, conforme a figura 4.8, compostos por um jogo de lâminas curvas de aço, as quais são fixadas externamente à coluna de revestimento, visando centralizá-la e causar um afastamento mínimo da parede do poço, para garantir a distribuição do cimento no anular.

#### ► **Cimentação Secundária**

São assim denominadas as demais operações de cimentação realizadas no poço, excetuando-se a cimentação primária. Destina-se a corrigir a cimentação primária, quando necessário.

##### **a) Tampão de cimento**

Durante a perfuração, os tampões de cimento são eventualmente utilizados para combater perdas de circulação. Ao longo da produção, o cimento é, ainda, bastante utilizado para a execução de tampões (*plugs* de cimento), ver figura 4.10, visando o isolamento de zonas, abandono do poço (tamponamento do poço com cimento), servir de base para desvio do poço (poço direcional) ou mesmo para apoiar uma coluna testadora.

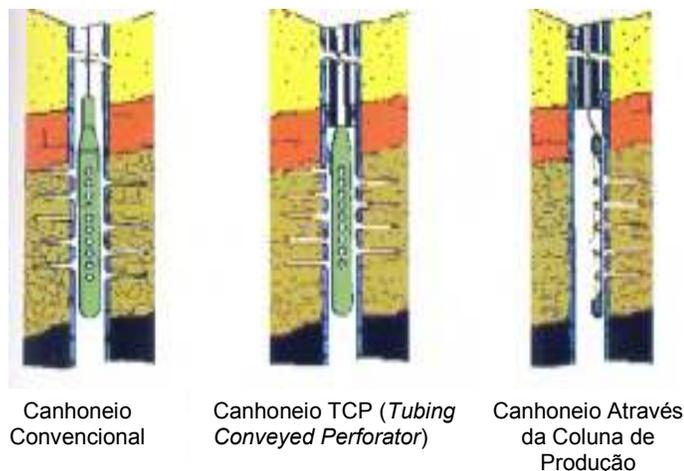


**Figura 4.10** – Tampão de cimento [LIMA, 2004 (a); COSTA, 2004 (b)]

### **b) Recimentação**

Se, por alguma razão, o topo do cimento não alcançar a altura prevista no espaço anular ou ocorrer alguma canalização severa, pode-se efetuar uma recimentação fazendo-se circular pasta de cimento por trás do revestimento, através de canhoneiros (perfurações realizadas no revestimento), visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir quantidade excessivas de água ou gás [NELSON, 1990; VICENTE, 1995].

Na figura 4.11 é mostrado, simplificada, as etapas que compreendem uma operação de canhoneio.

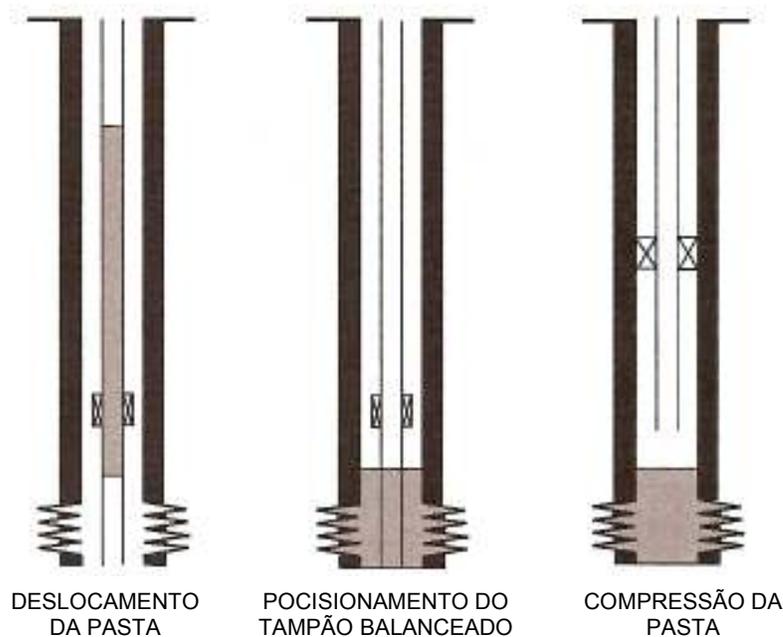


**Figura 4.11** – Etapas de uma operação de canhoneio [THOMAS, 2004]

### **c) Squeeze ou compressão de cimento**

A compressão de cimento ou *Squeeze* visa corrigir defeitos localizados na cimentação primária ou sanar vazamentos na coluna de revestimento, para isso, injeta-se pequeno volume de cimento sob pressão. Nas operações de completação e “*workover*”, as compressões de cimento são amplamente utilizadas para a vedação dos canhoneios abertos em frente a zonas que se deseja isolar.

Na figura 4.12 observa-se a técnica do tampão balanceado, nessas operações de “*squeeze*”, a pasta de cimento é normalmente bombeada através da coluna de produção, sendo deslocada até a posição desejada por um volume de fluido, este permite que a obtenção de um tampão de pasta hidrostáticamente balanceado [LIMA, 2004].



**Figura 4.12** – Técnica do tampão balanceado [THOMAS, 2004]

## 4.5 OBJETIVOS DAS OPERAÇÕES DE CIMENTAÇÃO NA COMPLETAÇÃO

### 4.5.1 Correção da Cimentação Primária

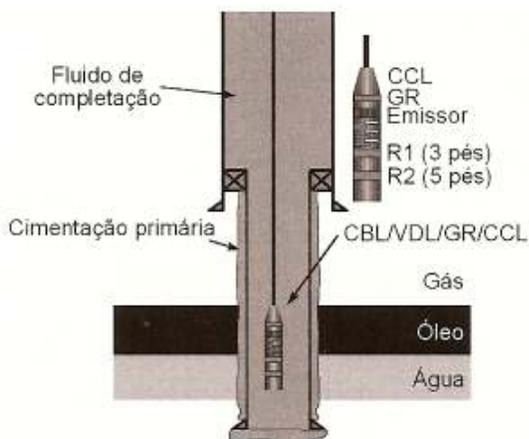
Cimentações primárias deficientes podem causar intervenções onerosas. A decisão quanto à necessidade ou não da correção de cimentação primária é uma tarefa de grande importância [LIMA, 2004]. A correção implica em elevados custos, principalmente no caso de poços marítimos, onde o custo diário de uma sonda é bastante alto. Na figura 4.1 (pagina 30), observa-se uma falha de cimentação primária, a qual necessita de uma correção.

Se a cimentação primária for realizada sem o devido isolamento hidráulico entre as formações permeáveis, podem ocorrer os seguintes problemas:

a) Produção de fluidos indesejáveis devido à proximidade dos contatos óleo/água ou gás/óleo;

- b) Testes incorretos de avaliação das formações;
- c) Prejuízo no controle do reservatório (produção, injeção recuperação secundária);
- d) operações de estimulação mal sucedidas, com possibilidade inclusive de perda do poço.
- e) Falha de cimentação primária, que se refere a falta de isolamento no topo do liner.

A avaliação da cimentação é realizada por meio de registros baseados em emissão de ondas sonoras (CBL – Cement Bord Log). Mas, cuidados adicionais devem ser tomados na interpretação da qualidade da cimentação nos topos de liner, onde a leitura elevada da amplitude do CBL, mostrado na figura 4.13, pode ser decorrente juntamente da boa qualidade da cimentação e da presença do revestimento por trás do liner. Nestas situações, o CBL vem indicando boa qualidade de cimentação até que encontra a sapata do revestimento anterior, e coincidentemente, a amplitude se eleva a um novo patamar [THOMAS, 2004].



**Figura 4.13** – Ferramenta acústica para perfilagem CBL [THOMAS, 2004].

#### 4.5.2 Avaliação da Cimentação e Perfilagem

A avaliação de cimentação ocorre após a instalação dos equipamentos de segurança e o posterior condicionamento do revestimento de produção/liner. Avaliar a cimentação consiste em checar se os inúmeros objetivos propostos para esta

operação foram alcançados. Nas cimentações primárias, a pasta posicionada no espaço anular entre a parede do poço e o revestimento descido em cada fase de perfuração tem vários objetivos. No revestimento de superfície, o cimento visa proteger horizontes superficiais de água e suportar os equipamentos de segurança, cabeça do poço e as colunas de revestimento a serem descidos posteriormente. No revestimento intermediário, o objetivo é isolar/proteger formações instáveis geologicamente, portadoras de fluidos corrosivos, com pressão anormal e com perda de circulação. No revestimento de produção, o objetivo principal do cimento é promover a vedação hidráulica eficiente e permanente entre os diversos intervalos produtores, impedindo a migração de fluidos.

A existência de uma efetiva vedação hidráulica entre intervalos produtores é de fundamental importância técnica e econômica, e condiciona o sucesso de etapas subsequentes. Portanto, a decisão de corrigir ou não a cimentação primária é de grande importância e deve ser tomada com a máxima segurança possível.

Ao longo da vida produtiva dos poços, o cimento também pode ser utilizado para tamponar canhoneados, reparar furos e vazamentos no revestimento, isolar zonas produtoras, combater perda de circulação e efetuar operações de abandono do poço.

Existem diversos métodos para a avaliação da qualidade de uma cimentação. Dentre os principais, encontram-se os testes hidráulicos, os testes de pressão com diferencial positivo ou negativo, os perfis de temperatura, os traçadores radioativos e os perfis sônicos e ultra-sônicos. A escolha do método de avaliação depende dos objetivos de cada trabalho.

Vamos tratar especificamente das técnicas de avaliação de cimentação mediante perfis sônicos. Este é o método mais utilizado e que permite efetivamente avaliar a qualidade da cimentação e a possibilidade de migração de fluidos.

#### 4.5.2.1 Perfis sônicos

A ferramenta usada na obtenção do perfil sônico, conforme já foi mencionado, CBL/VDL, é composta basicamente por um transmissor, dois receptores acústicos com transdutores, um cabo condutor e um aparelho de medição (unidade de

processamento). Os receptores ficam localizados normalmente um a 3 pés (0,915 m) e outro a 5 pés (1,525 m) do transmissor. O conjunto também requer um número adequado de centralizadores de forma que a seção que contém o transmissor e receptores permaneça perfeitamente centralizada no revestimento durante a perfilagem.

O transmissor recebe pelo cabo condutor a energia elétrica e a converte em energia mecânica, emitindo repetidamente pulsos curtos de energia acústica (10 a 60 pulsos por segundo) com duração de cerca de 50 microsegundos cada. A frequência de cada pulso é de 20 kHz para ferramentas de grandes diâmetros (acima de 3" = 76,2 mm) ou de 30 kHz para ferramentas de diâmetros menores (abaixo de 2" = 50,8 mm). A grande maioria do sinal acústico chega ao receptor em cerca de 2000 microssegundos.

O pulso sonoro emitido faz vibrar o meio fluido no qual o transmissor está imerso, criando uma frente de onda aproximadamente esférica que se propaga em todas as direções. Quando encontra o revestimento, a energia acústica é refratada segundo a Lei de Snell, tomando diferentes caminhos até chegar ao receptor. Uma parcela desta energia se propaga segundo um ângulo de incidência crítico, viajando pelo revestimento. Outra parcela é refletida e se propaga diretamente pelo fluido no interior do poço, e parte é refratada para anulá-lo (cimento) e formação.

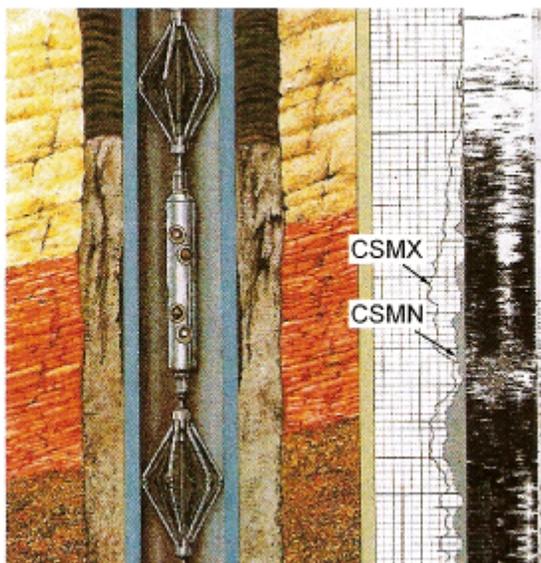
#### 4.5.2.1.1 - Objetivo da perfilagem sônica

A perfilagem sônica a poço revestido tem como objetivos principais inferir a existência ou não de intercomunicações entre os intervalos de interesse, analisar o grau de isolamento entre as zonas de gás, óleo e água, e verificar a aderência do cimento ao revestimento e à formação.

#### 4.5.2.2 – Perfis ultra-sônicos (CEL ou PEL)

O uso de pulsos ultra-sônicos na avaliação de cimentação foi investigado nos anos 70, e os primeiros resultados de campo foram apresentados em 1981.

Na figura 4.14 é apresentado um desenho esquemático de uma ferramenta utilizada para a obtenção do perfil CEL (Cement Evaluation Log). Diferentemente do CBL, que registra em valor médio dos 360° de poço à sua volta, o perfil CEL proporciona boa resolução circular, uma vez que oito transdutores são dispostos de forma helicoidal em diferentes azimutes, de tal forma que cada um avalie 45° da circunferência. Na figura são também mostrados o mapa da cimentação por trás do revestimento, onde as zonas escuras indicam boa cimentação, enquanto as zonas em branco indicam má cimentação e duas curvas auxiliares representativas da resistência compressiva máxima (CSMX) e mínima (CSMN) do cimento atrás do revestimento.



**Figura 4.14** – Ferramenta e perfil ultra-sônico típico [THOMAS, 2004]

### 4.5.3 Perfil Acústico

A falta de integridade do cimento pode comprometer a produção final do poço e causar uma comunicação não desejada entre as diferentes zonas do reservatório. Em alguns casos, isto pode até resultar em danos ecológicos, como por exemplo, a comunicação de uma zona de hidrocarbonetos com uma zona de água, uma situação passível de ocorrer na área onde este estudo foi realizado. As perfilagens de avaliação da cimentação estão sendo mais e mais estudadas para se obter uma plena compreensão da qualidade do cimento e do desempenho do trabalho de cimentação.

A interpretação normal das perfilagens de avaliação da cimentação é baseada em princípios sônicos e ultra-sônicos, cada um tendo suas aplicações e limitações. Recentemente foi apresentada uma nova ferramenta de perfilagem a cabo, para avaliação da cimentação e detecção de corrosão por ultra-som, o USI\* UltraSonic Imager. Com esta ferramenta, a análise da qualidade do cimento foi bastante aprimorada, devido à alta resolução vertical e horizontal da imagem de impedância acústica quantificada. Junto com a perfilagem tradicional CBL–VDL, é possível obter uma interpretação conclusiva da qualidade da cimentação. Problemas como cimento contaminado por gás e canalização sempre lançaram dúvidas sobre a interpretação das perfilagens e, em muitos casos, aumentou o custo por induzir a correções desnecessárias à cimentação primária.

Durante os trabalhos de perfuração, cimentação e perfilagem todas as informações coletadas servirão de base para definir qual o programa a ser cumprido na completação do poço. O objetivo é o de se obter de uma locação a maior produtividade possível. O projeto elaborado será então executado ou não, necessitando nesse caso de ajustes ou mesmo reformulações. Na figura 4.15 é mostrado um perfil sônico – acústico.

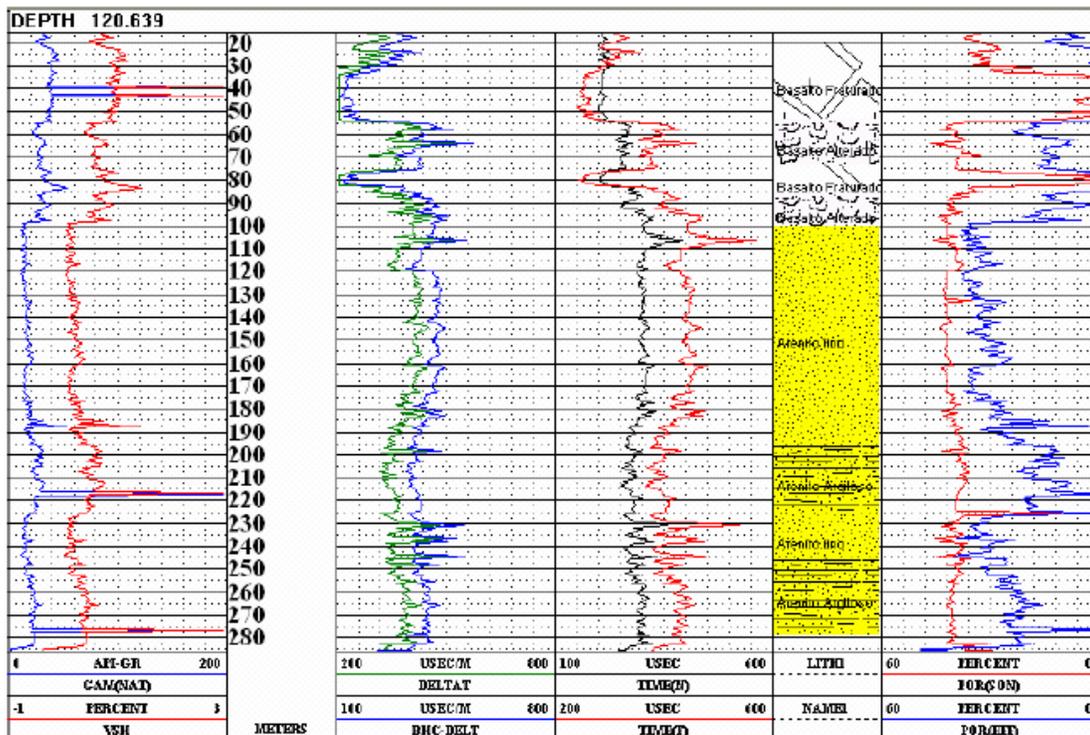


Figura 4.15 – Perfil sônico – acústico [VALTER, 2005]

- Pista 1 – em azul raios gama naturais em graus API
- Pista 1 – em vermelho: volume do folhelho
- Pista 2 – profundidade em metros
- Pista 3 – em verde delta t em micro segundos por metros
- Pista 3 – em azul delta t compensada em micro segundo por metro
- Pista 4 – em preto tempo do sensor perto (Near)
- Pista 4 – em vermelho tempo do sensor longe (Far)
- Pista 5 – litologia simplificada
- Pista 6 – em azul porosidade efetiva calculada
- Pista 7 – em vermelho porosidade total

#### 4.5.4 Tamponamento de Canhoneados

A finalidade básica de uma compressão de cimento para o tamponamento de canhoneados é impedir o fluxo de fluidos através destes canhoneados, entre a

formação e o interior do revestimento ou vice-versa. Os problemas mais comuns que geram intervenções para o tamponamento de canhoneados são aqueles relacionados com a excessiva produção de água ou gás junto à produção de óleo.

Uma razão água/óleo (RAO) elevada apresenta várias desvantagens como perda de energia do reservatório, dispêndio de energia em elevação artificial e custos com o tratamento e descarte, além de riscos de degradação do meio ambiente.

Uma elevada produção de água pode ser consequência da elevação do contato óleo/água (influxo de água), ou injeção de água. Isso pode ser agravado pela ocorrência de cones ou "*fingerings*", falhas na cimentação primária, furo no revestimento ou estimulação atingindo a zona de água [CIMENTAÇÃO, 1998; MOTA, 2003]. Se a zona produtora é espessa, pode-se tamponar os canhoneados e recanhonear apenas na parte superior, o que resolve o problema temporariamente.

O aparecimento de água se torna um problema mais complexo quando há permeabilidade estratificada. A variação de permeabilidade ao longo da zona, verticalmente, provoca um avanço diferencial da água conhecido como *fingerings*, cujo efeito pode ser minimizado com a redução de vazão [CIMENTAÇÃO, 1998]. O cone de água é um movimento essencialmente vertical da água da formação e não ultrapassa barreiras pouco permeáveis. Ocorre normalmente em pequenas distâncias, sendo altamente agravado por elevadas vazões [NELSON, 1990].

Quando uma fratura mal dirigida alcança uma zona de água, tal fato geralmente inviabiliza a produção da mesma, visto que este contato se localiza dentro da formação e ainda não se dispõe de metodologia eficiente para correção desse problema [THOMAS, 2004].

Uma razão gás/óleo (RGO) alta pode ter como causa o próprio gás dissolvido no óleo, um gás de uma capa ou aquele proveniente de uma outra zona ou reservatório adjacente. Este último caso pode ser produto de uma falha de cimentação primária, furo no revestimento ou de uma estimulação mal concretizada [SCHLUMBERGER, 1984].

#### 4.5.5 Reparo de Vazamentos no Revestimento

Quando o aumento da RAO ou RGO não é observado através dos canhoneados abertos para produção, então se deve suspeitar de dano no revestimento. Perfis de produção ou pistoneio seletivo são usados para localizar ponto de dano no revestimento. Vazamentos no revestimento podem ocorrer devido a corrosão, colapso na formação, fissuras, desgastes ou falhas nas conexões dos tubos, sendo necessário identificar a natureza do problema, sua localização e extensão [THOMAS, 2004].

Basicamente, em se tratando de pontos localizados ou pequenos intervalos de revestimento danificados, a técnica utilizada é semelhante à empregada em tamponamentos danificados de pequeno número de canhoneados. No caso de trechos longos, o tratamento é similar ao de canhoneados extensos [HANDBOOK OF OIL WELL DRILLING, 2002; NELSON, 1990].

#### 4.5.6 Tampões de Abandono

Existem normas dos procedimentos relativos às operações com cimento em tamponamentos e abandono temporário ou definitivo de poços na plataforma continental e em terra, com o objetivo de deixá-los em perfeitas condições de segurança [LIMA, 2004] (ver figura 4.10b).

#### 4.5.7 Combate à Perda de Circulação

Pastas de cimento poderão ser usadas para estancar perdas apenas quando não há preocupação com o dano de formação, isto é, em zonas que vão ser isoladas definitivamente. Nesses casos, poderão ser usadas pastas aceleradas, tixotrópicas, espumadas ou outros sistemas especiais [LIMA, 2004].

#### 4.6 PROBLEMAS REFERENTES À CIMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

Problemas de cimentação podem estar relacionados ao deslocamento da lama de perfuração e das pastas de cimento. Estes fluidos têm comportamento não Newtoniano e, como tais, necessitam de uma pressão diferencial para fluir. A eficiência do deslocamento está relacionada ao modelo do fluxo, mas também dependendo de condições mecânicas como o efeito da reciprocção e da rotação [MARTINEZ E MACDONALD, 1980].

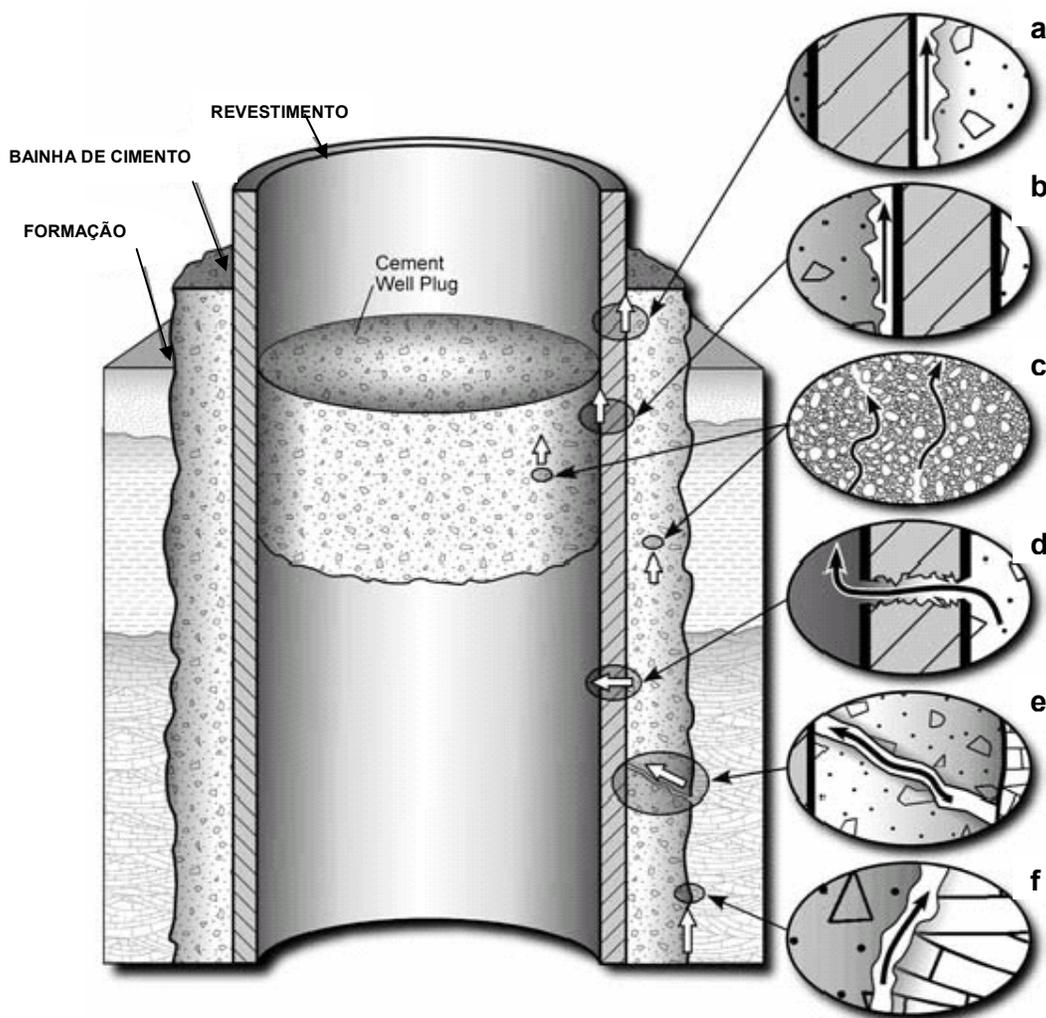
Os problemas específicos impostos pela natureza do poço atravessado pelo revestimento requerem avaliação cuidadosa. A presença de zonas sensíveis, de formações pressurizadas ou aquelas com baixos gradientes de fratura, zonas de gás e etc, deve ser considerada antes de se realizar a cimentação, assim como as temperaturas de circulação e estática presente no fundo do poço (BHCT e BHST, respectivamente) [NELSON, 1990].

Defeitos de cimentação se manifestam através dos canais em torno do revestimento no espaço anular. Falhas de cimentação podem resultar em problemas de segurança, proteção ambiental e problemas econômicos em produção de petróleo *offshore*. A migração de gás pelo anular não é um problema inerente apenas a revestimentos posicionados em pequenas profundidades, mas também em operações que envolvam a utilização de colunas de trabalho ou de produção em poços perfurados em terra (*onshore*) ou em mar (*offshore*). Porém, o maior risco, de fato, é a migração de gás atrás do revestimento condutor ou revestimento de superfície porque, devido a pouca profundidade, o gás pode atingir a superfície dentro de poucas horas (ou até minutos, nos casos extremos). Intervenções para interromper o fluxo de gás pelo anular são difíceis de serem implantadas, por isso evitar que ela aconteça é a melhor maneira de promover a segurança e proteger o ambiente [MARTINEZ E MACDONALD, 1980].

A falta de integridade do cimento pode comprometer a produção final do poço e causar uma comunicação não desejada entre as diferentes zonas do reservatório. Em alguns casos, isto pode até resultar em danos ecológicos, como por exemplo, a comunicação de uma zona de hidrocarbonetos com uma zona de água, uma situação passível de ocorrer na área onde este estudo foi realizado. As perfilagens de avaliação da cimentação estão sendo mais e mais estudadas para se obter uma

plena compreensão da qualidade do cimento e do desempenho do trabalho de cimentação.

As possíveis maneiras de infiltração existentes no interior da bainha cimentante são mostradas esquematicamente (figura 4.16), e incluem possíveis caminhos preferenciais do fluxo na interface rocha-cimento, na interface revestimento-cimento, e através dos materiais degradados. Considerando que o cimento utilizado para cimentação de poços de petróleo tem a permeabilidade muito baixa, nenhum fluxo significativo do CO<sub>2</sub> pode ocorrer a menos que haja trajetos preferenciais do fluxo, ou o cimento tenha se degradado, ou o cimento não tenha sido corretamente processado na cimentação.



**Figura 4.16** - Caminhos potenciais de vazamento existente ao longo de um poço: (trajetos a e b) entre o cimento e o revestimento, (c) através do cimento, (d) através do revestimento, (e) com as fraturas, e (f) entre o cimento e a formação. [CÉLIA, 2003]

#### 4.6.1 Injeção à Vapor: Benefícios e Problemas

Quase tão antigos quanto a indústria do petróleo, os métodos de recuperação foram desenvolvidos para se obter uma produção maior do que aquela que se obteria, caso apenas a energia natural do reservatório fosse utilizada.

Baseadas na idéia de que as baixas recuperações eram resultados de baixas pressões nos reservatórios, as primeiras experiências buscavam fornecer pressão ao reservatório por meio de injeção de um fluido cujas finalidades eram fornecer pressão ao fluido residente no meio poroso e ocupar o espaço deixado por este.

A aplicação de um processo de recuperação é muito mais ampla que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a área de atuação é de todo o reservatório, independente da simplicidade ou complexidade do método que está sendo utilizado.

A vida produtiva de um reservatório de petróleo, particularmente quando se aplicam métodos de recuperação, se compõe de etapas que cronologicamente são chamadas de recuperação primária, recuperação secundária, recuperação terciária, etc. A recuperação primária é a produção resultante da atuação da energia natural do reservatório. A um segundo esforço de produção deu-se o nome de recuperação secundária; a um terceiro, de recuperação terciária; e assim por diante. Essa nomenclatura, aparentemente boa, não era suficientemente clara e causava uma certa confusão.

Com o passar do tempo as expressões secundária e terciária perderam a sua conotação cronológica e passaram a designar a natureza do processo. Assim, recuperação secundária passou a significar injeção de água ou gás, e recuperação terciária passou a designar os demais processos.

Ao se injetar um fluido em um reservatório com a finalidade única de deslocar o óleo para fora dos poros da rocha, isto é, buscando-se um comportamento puramente mecânico, tem-se um processo classificado como método convencional de recuperação.

Esse comportamento mecânico, sem qualquer interação de natureza química ou termodinâmica entre os fluidos ou entre os fluidos e a rocha, é o que se espera obter ao se injetar água ou ao se submeter o reservatório a um processo não

miscível de injeção de gás. Em outras palavras, não se espera que os fluidos se misturem entre si ou interfiram na rocha-reservatório.

O fluido injetado, que também recebe o nome de fluido deslocante, deve empurrar o óleo, chamado de fluido deslocado, para fora dos poros da rocha e ao mesmo tempo ir ocupando o espaço deixado à medida que este vai sendo expulso [THOMAS, 2004].

#### 4.6.2 Métodos Especiais de Recuperação

Pode-se dizer que um método especial de recuperação é empregado para atuar nos pontos onde o processo convencional falhou, ou falharia caso fosse empregado.

As baixas recuperações resultantes de um processo convencional de injeção de fluidos podem ser creditadas basicamente a dois aspectos principais: alta viscosidade do óleo do reservatório e elevadas tensões interfaciais entre o fluido injetado e o óleo.

As duas situações acima definem a forma de atuação dos métodos especiais de recuperação e são o ponto de partida para a sua distribuição em três categorias: Métodos Térmicos, Métodos Miscíveis e Métodos Químicos, de acordo com a natureza geral dos processos e o ponto principal a ser atacado.

É exatamente no primeiro método citado acima que se concentrará o contexto a seguir. Em reservatórios cujos óleos são muito viscosos, que o caso da maioria dos reservatórios existentes na região Nordeste do Brasil, a utilização de um processo convencional de recuperação fatalmente resulta em insucesso. A alta viscosidade do óleo dificulta o seu movimento dentro do meio poroso, enquanto que o fluido injetado, água ou gás, tem uma mobilidade muito maior, resultando em baixas eficiências de varrido e por conseqüência em uma recuperação normalmente muito baixa.

A constatação de que, ao ser aquecido, o óleo tem a sua viscosidade substancialmente reduzida foi o ponto de partida para o desenvolvimento dos métodos térmicos.

O desenvolvimento inicial dos métodos térmicos buscava a redução da viscosidade do óleo através do seu aquecimento para aumentar a recuperação de petróleo. À medida que outros efeitos igualmente benéficos foram aparecendo, os processos foram se modificando, resultando nos diversos tipos de métodos que se tem atualmente.

Há dois tipos de métodos térmicos que diferem na maneira como é feito o aquecimento do fluido do reservatório. Em um deles o calor é gerado na superfície e em seguida transportado para o interior da formação, utilizando-se de um fluido. É chamado de Injeção de Fluidos Aquecidos. No outro grupo o calor é gerado no interior do próprio reservatório a partir de combustão de parte do óleo ali existente. Este segundo processo é chamado Combustão *in situ*.

Na injeção de fluidos aquecidos utiliza-se a água como meio para transportar o calor da superfície até o reservatório. A água é normalmente injetada na forma de vapor, figura 4.17, mas pode também ser injetada a uma temperatura elevada, porém ainda no estado líquido. Temos, portanto, dois tipos de processos, a Injeção de Vapor e a Injeção de Água Quente [THOMAS, 2400].

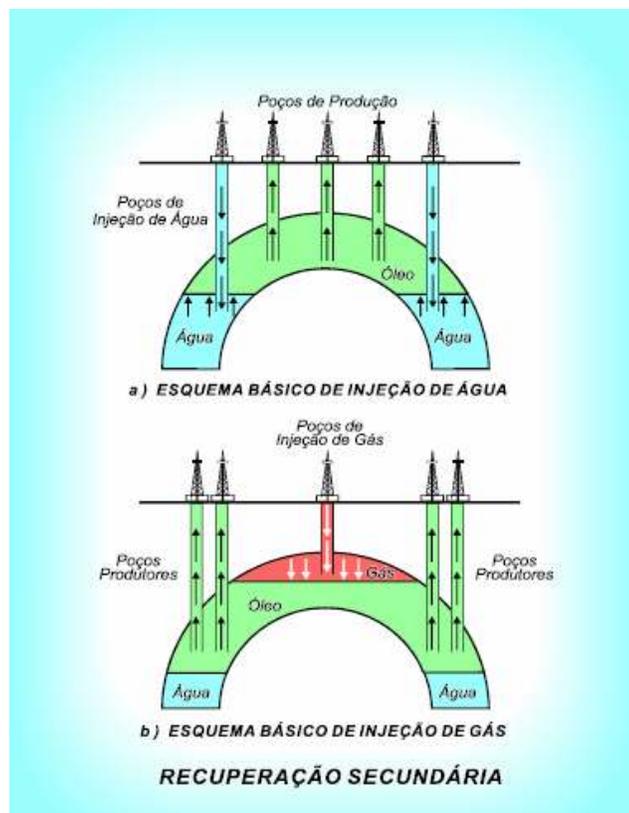


Figura 4.17 – Métodos de recuperação secundária

Como esses métodos utilizam água á alta temperatura, seja no estado físico líquido ou de vapor, estes podem vir a prejudicar de forma acentuada a aderência entre a bainha de cimento e o revestimento metálico já que a cimentação propicia suporte mecânico ao revestimento e, portanto prejudicando a estabilidade mecânica do poço de petróleo.

#### 4.7 ASPECTOS AMBIENTAIS: CIMENTO PORTLAND

Nos países em desenvolvimento, como China e Índia, como também observado nos países da Comunidade Européia e Estados Unidos, a década de 70 marcou o início de uma grande produção de CO<sub>2</sub> decorrente da produção de cimento Portland, devido ao uso exponencial de concreto nesses países. De modo que, em 1990 a indústria do cimento mundial atingiu a produção de 1.100 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, havendo uma expectativa de 3.500 milhões de toneladas deste poluente para o ano de 2015, considerando-se a continuidade do crescimento mundial. Este valor representa atualmente a emissão de CO<sub>2</sub> da Comunidade Européia em todas as suas atividades humanas (indústria, energia e transporte), ou 65 % da emissão causada pelos Estados Unidos, dos quais apenas 1,5 % são oriundos da produção do cimento Portland. Estes dados são preocupantes, uma vez que o dióxido de carbono é um perigoso poluente, que contribui para o superaquecimento da Terra, fenômeno conhecido como efeito estufa, que é um dos responsáveis pelo desequilíbrio ambiental [DAVIDOVITS, 2002].

A produção de 1 tonelada de cimento gera diretamente 0,55 tonelada de dióxido de carbono e requer a queima de combustível de carbono que gera mais 0,44 tonelada, resultando em 1 tonelada de poluente na atmosfera. Esta emissão chega a ser 8 vezes maior que as atividades metalúrgicas. Para economizar energia e materiais, as indústrias de ferro, vidro e química têm aumentado seus programas de uso de materiais recicláveis. Este tipo de iniciativa contribui para a redução de poluentes. Entretanto, reciclar cimento Portland ainda permanece como uma tarefa hipotética. O que têm sido feito, tradicionalmente, para ajudar na redução da emissão de CO<sub>2</sub> gerado pela indústria do cimento, é a reabsorção de CO<sub>2</sub>

atmosférico durante a carbonatação e a mistura de cimento Portland com subprodutos industriais como pozolonas naturais, escória de forno e cinzas volantes. A reabsorção de  $\text{CO}_2$  é uma reação muito lenta, levando décadas para se completar, além de ser um processo indesejável por diminuir a proteção do cimento contra a corrosão. Diante destas questões ambientais, o desenvolvimento de novos materiais cimentantes ecologicamente mais corretos soa como mais adequado para a realidade mundial [DAVIDOVISTS, 1994].

Por exemplo, a produção de uma tonelada de cimento geopolimérico gera 0,18 toneladas de  $\text{CO}_2$  provenientes da queima de combustíveis de carbono, que é cerca de 6 vezes menos do que a emissão relacionada à produção de cimento portland [DAVIDOVITS, 2002].

# CAPÍTULO V

## ADERÊNCIA

---

O principal objetivo da cimentação primária é fornecer um bom isolamento hidráulico entre as diversas zonas permeáveis, impedindo a movimentação de fluidos, seja líquido ou gás, pelo espaço anular formado entre o revestimento e a formação. E a aderência do cimento com o revestimento é um dos mecanismos que mais contribui para esta situação.

A aderência assegura a igualdade de deformação específica do aço e do cimento que o envolve, quando sob a ação de cargas.

As tensões originárias das solicitações atuantes na superfície de contato aço - cimento são denominadas tensões de aderência, as quais podem ser estimadas a partir de expressões de cálculos propostas por Normas provenientes de ensaios executados ou de modelos matemáticos.

A aderência é avaliada pela relação entre a tensão de cisalhamento no cimento circunvizinho ao aço e o deslocamento relativo entre os dois materiais provocado pela diferença entre as deformações específicas de cada um.

[DUCATTI, 1993], descreve a aderência como uma tensão de cisalhamento entre a superfície de uma barra de aço e o cimento que a envolve.

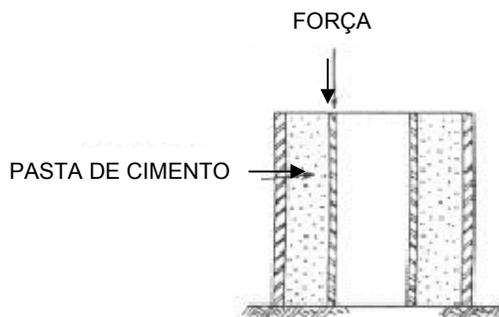
### 5.1 TIPOS DE ADERÊNCIA

A solidarização do aço ao cimento é garantida pela existência de aderência entre os dois materiais. A aderência é composta por várias parcelas, as quais decorrem de diferentes fenômenos que intervêm na ligação cimento e do aço.

De acordo com Fusco (1995), existem três tipos possíveis de aderência:

### **a) Aderência Mecânica**

É a interação mecânica entre o aço e o cimento, decorrente da presença de saliências na superfície da barra. A aderência mecânica é o tipo de ligação mais confiável, pois contribui de maneira fundamental para a solidarização dos dois materiais e possibilita melhor aproveitamento das resistências mais elevadas do aço. (ver figura 5.1).



**Figura 5.1** – Ilustra o grau de adesão entre o cimento e revestimento [COSTA, 2000].

### **a) aderência química**

A aderência química é estabelecida pela ligação físico-química que se estabelece na interface aço-cimento durante as reações de pega do cimento. A aderência depende da limpeza da superfície e da rugosidade das barras, o que não é suficiente para uma boa aderência, pois é destruída no caso de pequenos deslocamentos da barra.

A aderência química surge devido às ligações físico-químicas na interface durante as reações de pega do cimento. Neste caso, verifica-se somente a existência desse tipo de aderência. Geralmente, considera-se que a aderência química seja destruída pelas cargas de serviço ou retração do concreto e que as tensões de aderência próximas da carga de ruptura sejam mobilizadas principalmente pela ancoragem, mecânica das nervuras.

### **b) Aderência por atrito**

É a aderência devida a forças de atrito existentes entre o cimento e o aço, desde que existam pressões transversais às barras de aço. A aderência por atrito

depende do coeficiente de atrito entre o aço e o concreto, o qual é função do estado superficial da barra.

Não é possível determinar cada parcela de aderência isoladamente, e a separação da aderência em três parcelas é simplesmente esquemática. Além disso, a aderência do aço ao cimento é fortemente influenciada pela retração, pela deformação lenta e pela fissuração do cimento [FUSCO, 1995]

A parcela relativa ao atrito é decorrente da ação das forças de atrito existentes entre os dois materiais. A aderência por atrito, a qual se manifesta devido à pressão transversal do concreto sobre armadura como, por exemplo, a de retração ou confinamento, pode ser determinada através de ensaios de arrancamento, que consistem na aplicação de uma força de tração na barra. Neste caso, além da contribuição relativa ao atrito, existe uma parcela de aderência química.

## 5.2 FATORES QUE INFLUENCIAM A ADERÊNCIA DO CIMENTO

A tensão de aderência pode ser definida como sendo a relação entre a força atuante na barra e a superfície da barra aderente ao cimento. Porém, existem vários fatores que podem intervir na sua quantificação e influenciar o comportamento da aderência. Seguem abaixo alguns fatores que devem ser levados em consideração no dimensionamento e análise, indicando com que magnitude eles agem sobre a aderência.

### 5.2.1 Composição do cimento

São poucos os pesquisadores que apresentam estudos sobre a influência da relação água/cimento na aderência. Como regra geral poderia ser estabelecido que qualquer alteração nesta relação que não altere a resistência à compressão nem a resistência à tração do concreto, também não alterará seu comportamento na aderência.

Em confronto com essa regra Ribeiro (1985), verificou que o melhor comportamento na aderência acontece quando se diminui a relação água cimento.

### 5.2.2 Idade de Carga

A influência da idade de carga sobre a aderência é a mesma que sobre a resistência à compressão ou à tração do cimento [RIBEIRO, 1985]

Outra afirmação feita é que nas barras nervuradas, a idade de carga influencia de forma significativa as características de aderência; no entanto, o mesmo não ocorreu para as barras lisas, pois com o aumento da resistência à compressão, a resistência de aderência permaneceu a mesma.

### 5.2.3 Resistência mecânica do cimento

A resistência mecânica do cimento é um dos fatores que influenciam de maneira mais significativa à resistência de aderência. De modo geral, quanto maior a resistência mecânica do cimento, maiores serão os esforços de aderência que o cimento poderá suportar na interface aço-cimento.

De acordo com [MONTEIRO, 2002], que realizou ensaios de aderência do tipo “Pull-Out-Test”, em corpos de prova com diferentes níveis de resistência, a resistência à compressão do cimento exerce um “papel principal” na resistência de aderência.

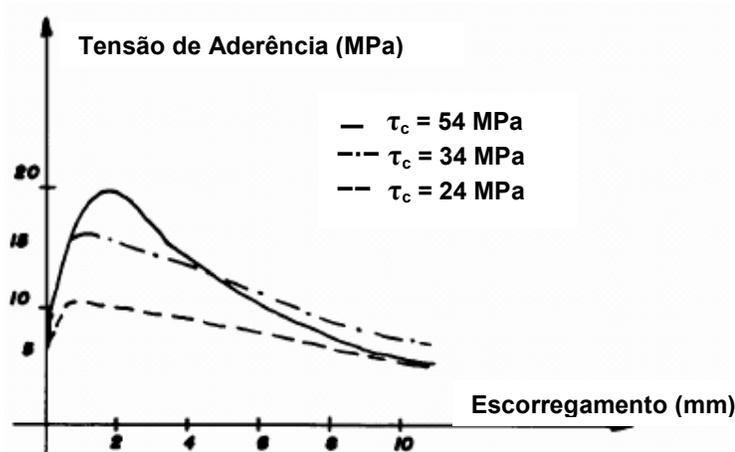
A resistência à tração do concreto é o fator principal que condiciona a resistência de aderência quando a ruptura ocorre por fendilhamento. No entanto, no caso em que ocorre ruptura por arrancamento, o fator determinante é a resistência de compressão do cimento [VIEIRA, 1994].

[BARBOSA, 1998] evidencia o aumento da resistência da ligação de aderência com o aumento da resistência do cimento que envolve a armadura.

A presença de sílica aumenta a resistência à compressão e de aderência do cimento. Esse aumento na resistência da aderência é atribuído a densificação e a

diminuição da espessura da zona de transição entre o cimento e a barra de aço [BARBOSA, 2002].

Na figura 5.2 é mostrado a influência da resistência à compressão do cimento na tensão de aderência máxima ( $\tau_{max}$ ) obtida em ensaio da ASTM C-234. As curvas obtidas em seu estudo para tensão de aderência ( $\tau_{max}$ ) em função da resistência à compressão demonstram que há um aumento da aderência de acordo com o aumento dessa resistência [DUCATTI, 1993].



**Figura 5.2** – Influência da resistência à compressão do concreto na tensão de aderência máxima [FRANÇA, 2004]

#### 5.2.4 Diâmetro da Barra

Diversas pesquisas experimentais foram realizadas para analisar a influência do diâmetro da barra no comportamento da aderência. De acordo com [Ribeiro, 1985], o diâmetro da barra não tem influência no comportamento de aderência.

O código com o ACI committee 408 considera a tensão de aderência independentemente do diâmetro da barra, sendo esta uma variável de menor importância, desde que o recobrimento e o comprimento de ancoragem sejam proporcionais ao diâmetro da barra.

Ribeiro (1985) realizou uma interpretação dos resultados dos testes tipo “Pull-Out-Test” e “Beam Test”, realizados por Soretz (1972), e observou-se que não

existem diferenças significativas entre os valores de tensão de aderência desenvolvidas por diferentes diâmetros de barra.

No entanto, Ducatti (1993), ao estudar o efeito da aderência de barras nervuradas de diferentes diâmetros, constatou que a resistência de aderência diminui quando o diâmetro da barra aumentou. Segundo o autor, a justificativa para tal fato possivelmente está ligada à espessura da zona de transição, que é mais grossa nas barras de maior diâmetro. O aumento do diâmetro da seção transversal da barra de aço implica maiores alturas das nervuras. Com isso tem-se um maior acúmulo de água na região das nervuras, proporcionando uma zona de transição com espessura e relação água/cimento maiores. Este aumento enfraquece a ligação entre a pasta de cimento e a barra, tornando-a mais porosa, facilitando assim o esmagamento por compressão pelas nervuras.

Barbosa (2002) a partir do estudo de outros autores sobre a aderência aço-cimento, segundo os quais há uma redução na tensão máxima da aderência com o incremento do diâmetro das barras, pesquisou sobre a influência deste diâmetro no processo. Os ensaios realizados seguiram a CEB RC6 (1983), ensaio Pull-Out-Test. Com os resultados obtidos a autora verificou que à medida que aumenta o diâmetro da barra a tensão de aderência aumenta. A afirmação contrária desse fato, constatada por diversos autores Ducatti (1993), Soroushian et al., (1991), Reynolds e Beddy (1982) se baseiam na espessura da zona de transição, mais grossa nas barras de maior diâmetro, a qual aliada às maiores dimensões das nervuras (transversais e longitudinais) “seguram” mais água de amassamento na face inferior da barra provocando uma exsudação interna e enfraquecendo a ligação cimento-aço. Salienta-se que esse comportamento, de acordo com a autora, parece estar diretamente relacionado ao adensamento do cimento e não à espessura da zona de transição.

#### 5.2.5 Estado Superficial das Barras

O estado superficial das barras lisas, onde a resistência de aderência está ligada à adesão, tem influência significativa sobre a aderência que elas possam desenvolver [VIEIRA, 1994]. De acordo com o CEB 151 (1982), as barras lisas

contaminadas com desmoldante praticamente não apresentam aderência. No entanto, conforme CEB 118 (1979) a oxidação na barra proporciona um aumento na resistência de aderência.

Para barras nervuradas, onde a adesão representa uma pequena parcela da resistência da aderência, o estado superficial da barra não influencia nessa resistência.

Kemp, Bresny e Unterspan, *apud* Ribeiro (1985), realizaram ensaios com barras nervuradas com diferentes condições de superfície tais como: oxidadas ao ar, lubrificadas, com rugosidade obtida artificialmente, oxidadas na água salgada e compararam os resultados obtidos com os das barras normais. Os autores chegaram à conclusão de que o comportamento da aderência foi basicamente o mesmo, a não ser para as barras com rugosidade obtida artificialmente, as quais obtiveram uma melhor aderência.

### 5.3 MICROANULAR

Pequenos canais provocados pela expansão/contração do revestimento. Variações de pressão e temperatura podem induzir a deformações no revestimento, que modificam as tensões no cimento e nas interfaces, possibilitando a quebra de aderência e o aparecimento de um pequeno espaço entre o revestimento e o cimento, chamado de microanular. Geralmente admite-se que não há fluxo pelo microanular devido às suas dimensões reduzidas, da ordem de 0,1mm.

Devido à redução parcial ou total da aderência na interface, o microanular interfere no perfil sônico, induzindo a uma interpretação equivocada. Uma solução para isto, e a corrida de um perfil pressurizado, de forma a promover a expansão do revestimento, resgatando assim a aderência na interface.

# CAPÍTULO VI

## PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

---

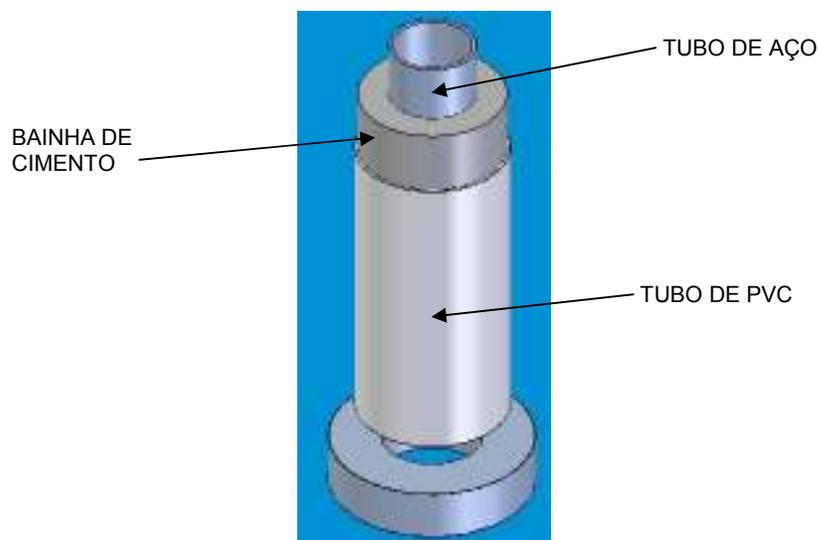
Neste capítulo, são descritos os procedimentos experimentais relativos ao preparo dos corpos-de-prova para os ensaios mecânicos de aderência. São discriminados, também, os materiais utilizados para o preparo das pastas de cimento e a técnica empregada para avaliar o desempenho do produto final.

Os ensaios mecânicos de aderência foram realizados após 24 h e as pastas de cimento Portland foram curadas em temperatura ambiente. Nestes ensaios utilizaram-se tanto as pastas com água e cimento, quanto pastas com água, cimento e adição de polímero em diferentes concentrações.

Foram feitos ensaios para definir a sensibilidade do ensaio de aderência através da comparação entre os tubos de aço hidrojetados e os tubos padrões. Também foram realizados ensaios com aquecimento e após ciclagem térmica. No primeiro, os corpos-de-prova foram aquecidos durante 20 min e ensaiados a 100, 150 e 200 °C. Já no segundo, as amostras foram aquecidas até 100, 150 e 200 °C durante 20 minutos, resfriadas até a temperatura ambiente e então ensaiadas.

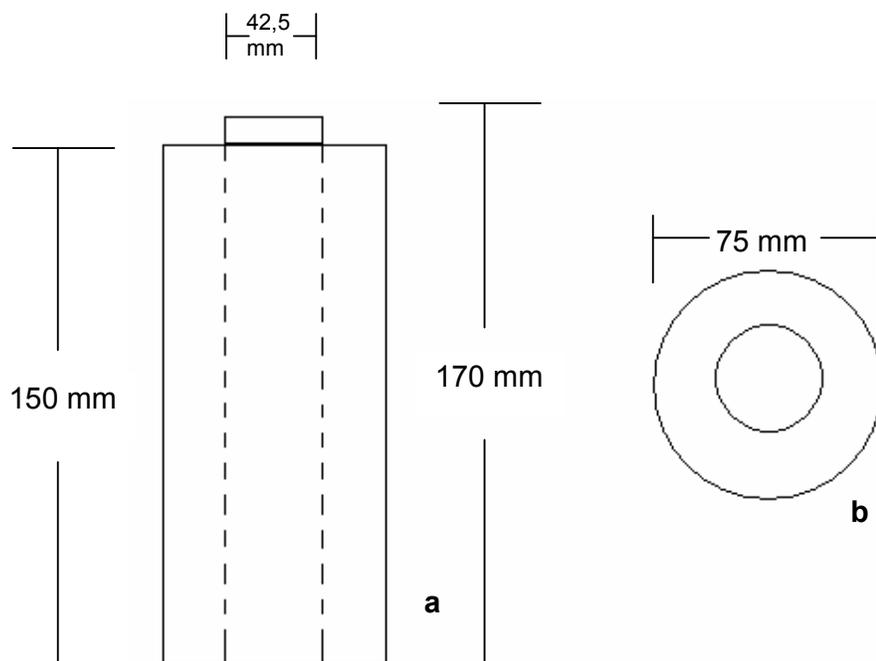
A metodologia utilizada neste trabalho consistiu na simulação de um trecho de um poço cimentado (figura 6.1), utilizando os seguintes materiais:

- Tubo de PVC e PRFV (Plástico Reforçado com Fibra de Vidro) com diâmetro igual a 75 mm, que teve a função de simular a contenção oferecida à bainha de cimento pela formação geológica;
- Tubo de aço 1045 com diâmetro igual a 42,50 mm, que teve a função de simular o revestimento metálico do poço de petróleo.
- Pasta de cimento Portland Especial.



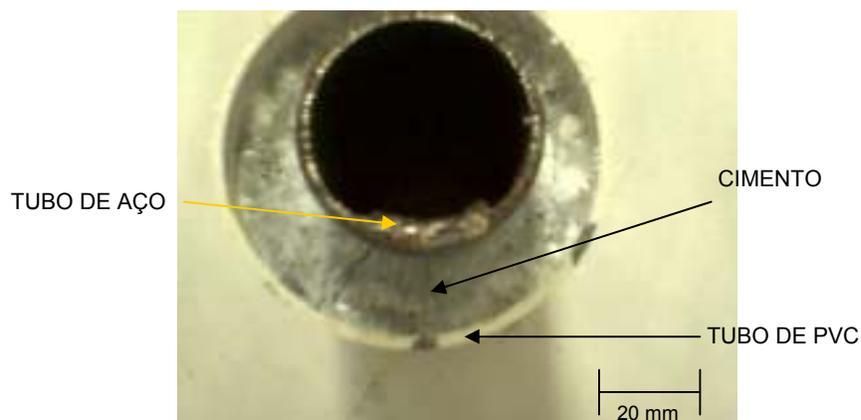
**Figura 6.1** – Vista da simulação de um trecho de poço cimentado [FUJISHIMA, 2005]

A geometria de ensaio consiste em um conjunto que possa simular um trecho de um poço cimentado, adequando essa geometria a metodologia proposta na dissertação. Na figura 6.2 é mostrada as vistas dos corpos de prova e suas respectivas medidas.



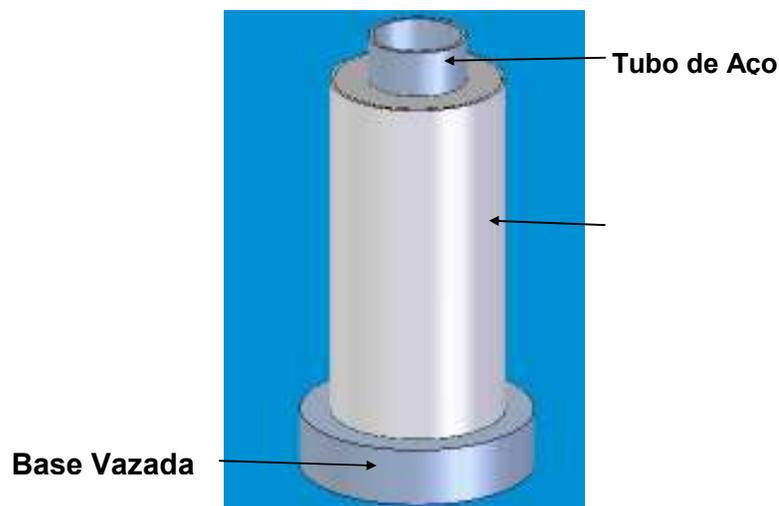
**Figura 6.2** – (a) vista lateral do corpo-de-prova, (b) vista superior do corpo-de-prova.

A preparação do conjunto (figura 6.3) obedece a seguinte seqüência: primeiro é feito o corte dos tubos de PVC, PRFV e aço, sendo que os dois primeiros são cortados em partes de comprimento igual a 150 mm e o de aço em partes de comprimento igual a 170 mm.



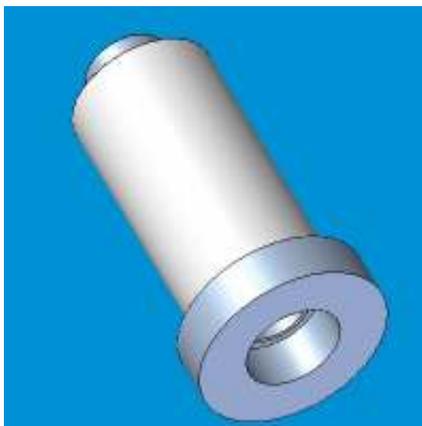
**Figura 6.3** – Vista superior de corpo-de-prova cimentado.

Sendo assim, a geometria do corpo de prova (Figura 6.4a) consiste em seções dos respectivos tubos com 170 mm de comprimento para os tubos de aço e de 150 mm para os tubos de PVC e PRFV.



**Figura 6.4a** – Esquema do corpo de prova [FUJISHIMA, 2005].

A diferença nos comprimentos tem por função permitir a compressão somente do tubo metálico contra uma base vazada (Figura 6.4b) que apóia a bainha de cimento e permite somente a passagem do tubo de aço.



**Figura 6.4b** – Vista em detalhe da base vazada [FUJISHIMA, 2005].

A etapa seguinte está dividida em duas partes, isso devido a utilização de várias temperaturas.

Com a temperatura de 100 °C utilizou-se o PVC e o processo de confecção dos moldes segue os seguintes passos: uma das extremidades do tubo de PVC é fechada com um (cap) em seguida numa das extremidades do tubo de aço é posta uma massa vedante, daí então este é posto no interior do tubo de PVC, sendo bem centralizado é dada uma pequena pressão para que o cimento não passe para o interior do tubo de aço.

Com temperaturas acima de 100 °C utilizou-se o PRFV devido o PVC não suportar tais temperaturas e o processo de confecção dos moldes seguiu os seguintes passos: numa das extremidades do tubo de PRFV foi colocada uma massa vedante e então este tubo é pressionado em superfície plana, de modo semelhante também é posto numa das extremidades do tubo de aço, daí então este é posto, bem centralizado, no interior do tubo de PRFV e feita uma pequena pressão.

No teste da geometria de ensaio com cimento padrão e as diferentes condições de superfície, observando as condições da metodologia anteriormente

citada, foram acrescentados testes para especificar a sensibilidade do ensaio, comparando, assim, os tubos de aço sem tratamento superficial (padrão) e os tubos de aço com tratamento de hidrojateamento possibilitando que se possa determinar a possível sensibilidade do ensaio.

Já no teste da geometria de ensaio com aplicação de polímero ao cimento a idéia é de se obter uma pasta com uma maior plasticidade e conseqüentemente possa, possivelmente, melhorar a aderência entre o aço e o cimento. Nesse ensaio utilizou-se cimento com aditivo de polímero nas porcentagens de 5 %, 10 %, 15 %, 20 % e 25 %.

Além das avaliações em condições de esforços uniaxiais, pretende-se executar ensaios com temperatura e por isso deverão ser feitos ensaios a diferentes temperaturas as mais próximas das que ocorrem em campo na extração. Para tal utilizou-se um forno elétrico (figura 6.5) para aquecimento a altas temperaturas.

O teste da geometria de ensaio a altas temperaturas, simulando a injeção de vapor, serve para se perceber o efeito que causa estas temperaturas na interface revestimento metálico – bainha de cimento, se essas temperaturas prejudicam ou não a aderência nessa interface.



**Figura 6.5** – forno de aquecimento elétrico.

No segundo teste com temperatura, foi feito o teste da geometria de ensaio após a ciclagem térmica, onde o conjunto é aquecido, depois resfriado e logo em seguida ensaiado. Nesse ensaio é testado como a bainha de cimento se comporta com o aquecimento e o posterior resfriamento do conjunto, já que com o

aquecimento há dilatação volumétrica do tubo de aço e com o resfriamento este voltará a sua posição inicial.

Sendo que esta configuração também é testada com aplicação de polímero ao cimento para perceber se há uma possível minimização de perda de aderência ou um outro possível efeito que possa acontecer. As porcentagens de polímeros utilizadas para esses ensaios foram de 5, 10 e 15 %.

A partir da proposta de metodologia citada anteriormente os resultados foram utilizados para validar ou não a metodologia empregada.

## 6.1 MATERIAIS E MÉTODOS UTILIZADOS NA PREPARAÇÃO DAS PASTAS DE CIMENTO PORTLAND

### 6.1.1 Cimento Portland

Para a preparação das pastas de cimento Portland neste trabalho foram usados os seguintes materiais:

- Cimento Portland especial fornecido pela CIMESA – Cimento Sergipe S.A., o cimento Portland Especial é um cimento classe A modificado industrialmente, que possui propriedades equivalentes ao do cimento Portland Classe G;
- Água;
- Polímero em dispersão aquosa, denominada W320 fornecida pela CROMPTON, (São Paulo, SP).

### 6.1.2 Preparação das pastas

As pastas de cimento foram preparadas em misturador Chandler que trabalha a velocidade constante e controlada. Foram misturados (Figura 6.6) volumes de 600 ml para cada composição de pasta testada. Iniciando-se a preparação, nos

primeiros 15 segundos é colocado o cimento com uma rotação de 4000 RPM, isso já com a quantidade de água dentro do copo do misturador, nos 35 segundos finais aumenta-se a rotação da hélice do misturador para 12000 RPM, completando, assim o processo de mistura da pasta. A norma NBR 9826 [ABNT, 1993] estabelece as condições para preparação das pastas para ensaio de cimento Portland destinado à cimentação de poços petrolíferos.

Para obtenção da pasta de cimento Portland sem aditivos foram necessários 792 g de cimento Portland e 348,5 g de água, isso obedecendo a razão água/cimento de 0,44. Esta razão representa o padrão que é utilizado para pastas de cimento classe G, as quais melhor se adequam às condições de poço.



**Figura 6.6** - Misturador de palheta Chandler modelo 80-60 com controlador de velocidade.

## 6.2 ENSAIOS DE ADERÊNCIA

Após a cura do cimento, o conjunto é colocado em uma base que permite apenas a passagem do tubo de aço. Então é aplicada uma carga no tubo de aço de forma a medir a resistência ao rompimento da interface cimento/tubo de aço. Para o ensaio mecânico foi utilizada a máquina de ensaios mecânicos do Laboratório de Cimentos da UFRN Shimadzu AG-I (figura 6.7), a distância máxima entre os pontos

de apoio da prensa (ensaio de compressão) é de 223 mm. Logo, a altura para este ensaio não deve ultrapassar este valor.



**Figura 6.7** – Máquina de ensaio uniaxial Shimadzu AG-I.

O revestimento foi mecanicamente arrancado da bainha por cisalhamento. Dessa forma, foram gerados esforços em todo o perímetro da interface revestimento-cimento, simulando as condições mecânicas de poço e obtendo-se valores de resistência ao cisalhamento do conjunto cimento-revestimento. Foram realizados ensaios de aderência com pastas de referência consistindo simplesmente de mistura entre cimento e água e com os resultados obtidos verificou-se a possibilidade de aferir-se a aderência da interface cimento/revestimento. Na Figura 6.8 é mostrado o corpo de prova sendo ensaiado.

Os valores obtidos de resistência mecânica devem ser compatíveis com as características fraturadas das amostras ensaiadas, sendo este um critério adicional de validação dos resultados.

Cada ensaio é composto por quatro corpos-de-prova de onde se retira uma média e o seu desvio padrão.



**FIGURA 6.8** – Corpo de prova sobre base vazada para ensaio.

Os cálculos das tensões de cisalhamento foram feitos através da seguinte fórmula:

$$T_{\text{cis}} = F / (\pi \cdot D \cdot C), \text{ onde}$$

$T_{\text{cis}}$ : Tensão de Cisalhamento (kPa)

F: Força (kN)

D: Diâmetro do tubo de aço (m)

C: Comprimento do tubo de aço em contato com a cimentação (m)

O diâmetro (D) do tubo de aço foi obtido retirando-se uma média de três pontos ao longo do seu comprimento.

O comprimento do tubo em contato com a cimentação foi obtido após o endurecimento da pasta de cimento.

### 6.2.1 Tratamento superficial dos tubos

Os tubos metálicos utilizados nos corpos de prova, da forma como são adquiridos, possuem uma camada de óxido proveniente do próprio processo de fabricação e é desta forma que, atualmente, os tubos de revestimento são descidos ao poço. O tratamento superficial foi aplicado para se poder verificar e avaliar a sensibilidade dos resultados na variação brusca das condições de superfície dos tubos de revestimento.

### 6.3 CÁLCULOS DE INCERTEZA

Os cálculos de incerteza dos ensaios utilizados nesta dissertação visam perceber o quanto os resultados distam do perfeito, sendo assim a partir destes cálculos é possível observar se estes são aceitáveis e conseqüentemente uma confiabilidade que possibilite a validação da metodologia de ensaio proposta para a norma. A seguir é mostrado como foram feitos os cálculos de incerteza. A partir da formula  $T_c = F/(\pi D x C)$  foram considerados para o cálculo de incerteza a variação da tensão de cisalhamento em relação a variação da força máxima, do diâmetro do revestimento metálico e do comprimento do revestimento metálico em contato com a cimentação, isso tudo levando-se em consideração o efeito da variação de temperatura.

## Cálculo de incerteza dos ensaios realizado com aquecimento à alta temperatura

Aquecimento: alta temperatura			condições médias	
100	122,35	0,81	S	0,020028 m <sup>2</sup>
150	134,80	0,88	T	149633,3 Pa
200	191,75	0,96	F	2996,805 N
	<b>0,694</b>			

$T_c = F/(\pi \times D \times C)$										
$\Delta T_c / \Delta F =$	$1/(\pi DC)$	$\Delta T_c / T_c =$	$\Delta F / F$	0,01000						
$\Delta T_c / \Delta D =$	$-F/(\pi CD^2)$	$\Delta T_c / T_c =$	$-\Delta D / D$	1,18E-02	0,020401	<b>3,1 kPa</b>	incerteza da formulação	retangular	1,7624	infinito
$\Delta T_c / \Delta C =$	$-F/(\pi DC^2)$	$\Delta T_c / T_c =$	$-\Delta C / C$	0,013333		<b>0,69 kPa/°C</b>	efeito da temperatura $c/ \Delta t = 2$	retangular	0,8014	infinito
D =	4,25E-02	$\Delta D =$	0,0005			<b>1 %</b>	padrão	retangular	0,8639	infinito
F =	3,00	$\Delta F =$	0,029968	1%		<b>0,88 kPa</b>	dispersão $c/ n=4$	normal	0,3950	3
C =	0,15	$\Delta C =$	0,002					k = 2,0	2,16	2664
								<b>incerteza</b>	<b>4,3</b>	<b>kPa</b>

Onde:  $\Delta T_c / \Delta F$  é a taxa de variação da tensão de cisalhamento pela taxa de variação da força;

$\Delta T_c / \Delta D$  é a taxa de variação da tensão de cisalhamento pela taxa de variação do diâmetro do tubo utilizado;

$\Delta T_c / \Delta C$  é a taxa de variação da tensão de cisalhamento pela taxa de variação do comprimento do tubo em contato com a cimentação.

$\Delta F / F$  é a taxa de variação da força pela força;

$\Delta D / D$  é a taxa de variação do diâmetro do tubo utilizado pelo seu diâmetro;

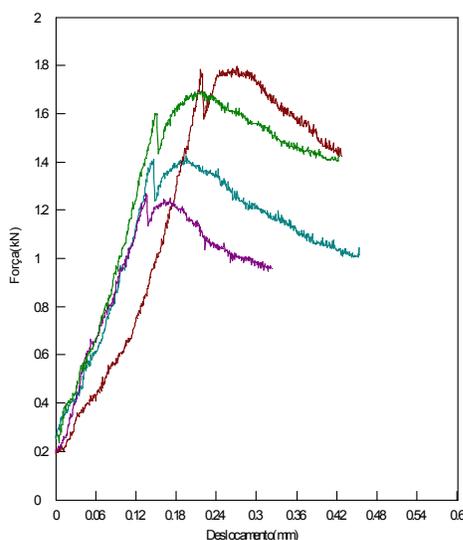
$\Delta C / C$  é a taxa de variação do comprimento do tubo em contato com a cimentação por esse comprimento

# CAPÍTULO VII

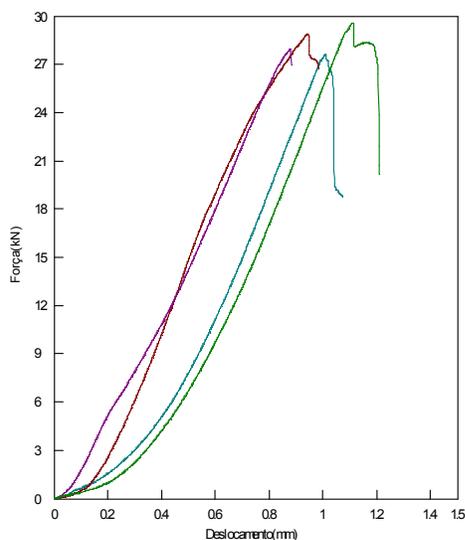
## RESULTADOS E DISCUSSÃO

---

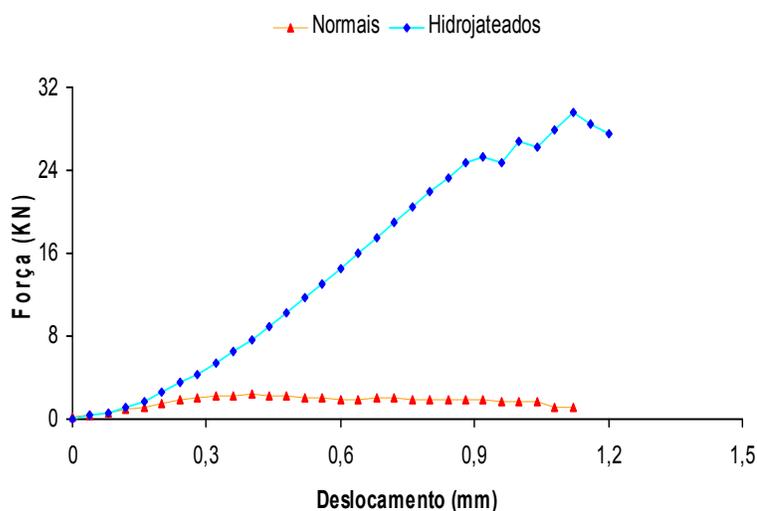
Analisando os resultados obtidos nos ensaios de aderência pode-se perceber uma sensibilidade à variação das condições superficiais dos tubos de aço. Foi possível observar claramente que as condições de superfície (normais, hidrojetados) aplicada aos tubos de aço influenciaram os resultados de resistência de forma acentuada (Figuras 7.1a e 7.1b). Esse aumento na tensão de cisalhamento dos tubos normais para os hidrojetados aconteceu devido ao fato que com o hidrojetamento há um aumento na superfície do tubo de aço possibilitando, assim, uma maior área de contato e conseqüentemente uma maior tensão cisalhante. A figura 7.1c mostra dois perfis típicos das curvas provenientes dos ensaios de cisalhamento realizados com superfícies com sem hidrojetamento. É possível observar uma diferença significativa entre os picos máximos das curvas dos gráficos mostrados anteriormente.



**Figura 7.1a** – Tubos de aço normais com aplicação de cimento portland Especial.



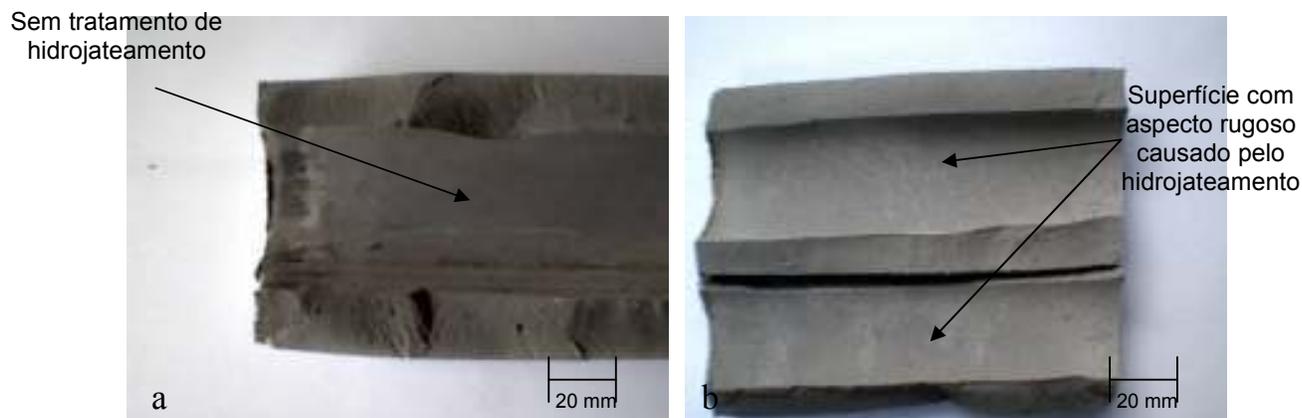
**Figura 7.1b** – Tubos de aço hidrojateados com aplicação de cimento Portland Especial



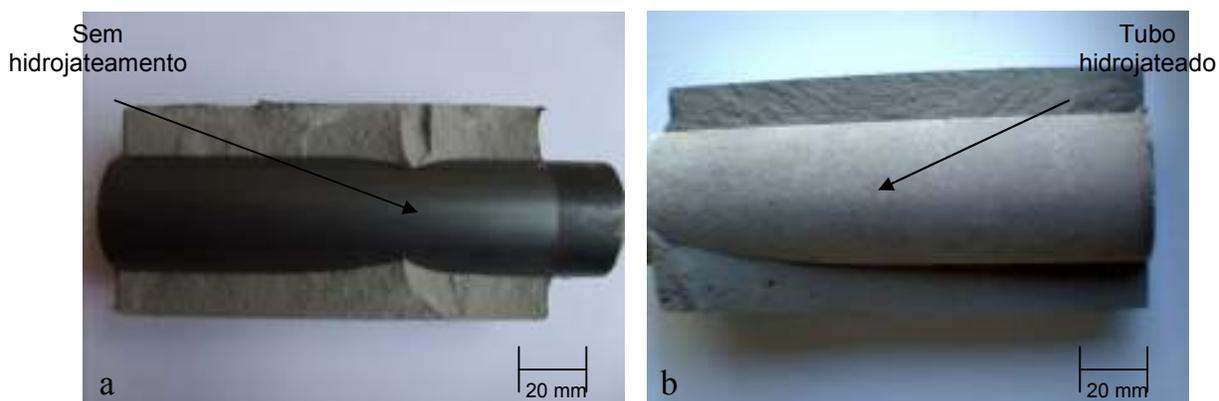
**Figura 7.1c** – Comparação das curvas de resistência mecânica dos tubos de aço normais e hidrojateados com cimento Portland Especial.

Nos tubos hidrojateados, pode-se ver claramente, (figuras 7.2 e 7.3) tanto o efeito no cimento causado pelo tratamento superficial com o hidrojateamento, bem como a superfície hidrojateada do tubo que é facilmente perceptível em comparação com o tubo sem hidrojateamento. O efeito causado é um aspecto rugoso e áspero (figura 7.2) com rugosidade aritmética ( $R_a$ ) = 5,16 com cut off de 0,8 mm, isso

devido ao contato com o tubo com tratamento hidrojateado. O que não foi possível observar na figura 7.3, já que o tubo não tinha nenhum tratamento superficial.



**Figura 7.2** – (a) Superfície em contato com tubo sem tratamento superficial, (b) superfície em contato com tubo com tratamento de hidrojateamento.



**Figura 7.3** – (a) tubo de aço sem tratamento superficial, (b) tubo de aço com hidrojateamento.

Comparando os resultados dos ensaios de resistência mecânica feita nos tubos normais e nos hidrojateados tem-se um aumento significativo de resistência ao cisalhamento (Tabela 7.1).

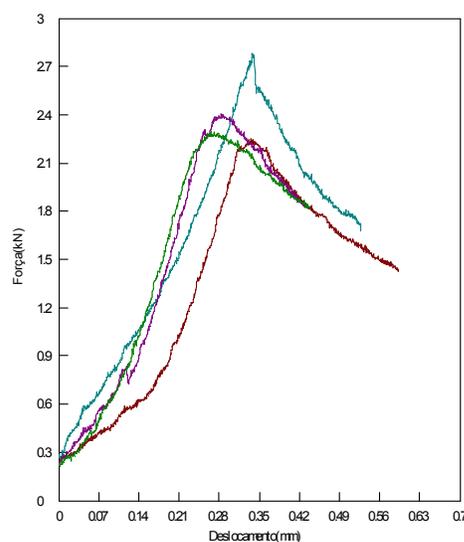
**Tabela 7.1** – Resumo dos resultados dos ensaios mecânicos de aderência.

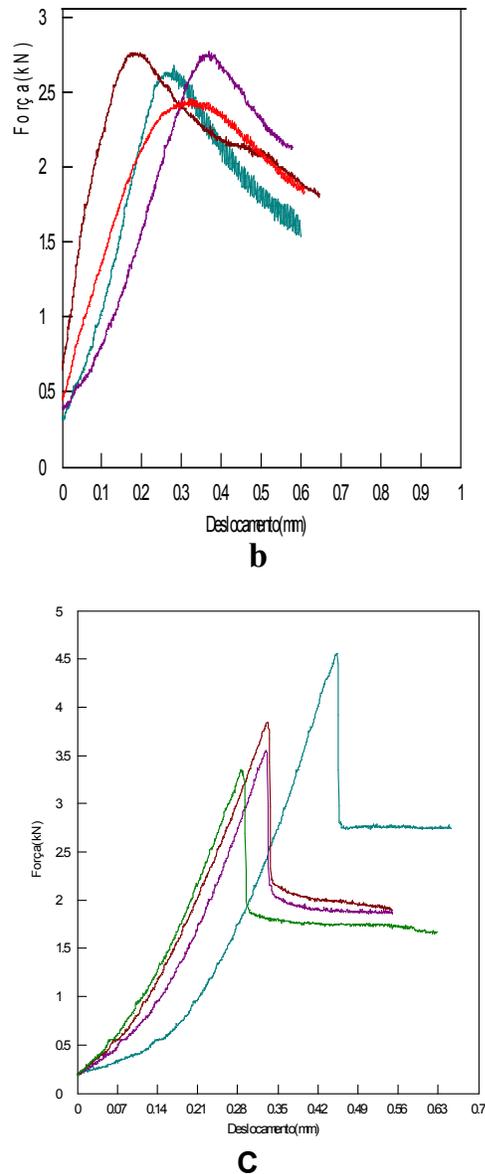
Tratamento nos tubos	Tensão de Cisalhamento (kPa)
Tubos Normais	77,4 ± 0,76
Tubos hidrojetados	1428 ± 0,89

Em outra situação, os corpos-de-prova foram submetidos a diferentes temperaturas de ensaio, 100 °C, 150 °C e 200 °C. As condições de superfície utilizada foram sem tratamento, ou seja, tubo padrão.

Os corpos-de-prova foram aquecidos durante 20 min para que a temperatura de ensaio se estabilizasse, Após esse tempo, os corpos eram rompidos. Na figura 7.4 (a, b e c) são mostrados os perfis das curvas de resistência dos ensaios realizados.

Nesse ensaio como há aplicação de temperatura, também há o efeito da dilatação volumétrica do tubo de aço. Com isso há um aumento no volume do tubo de aço (revestimento), pressionando, assim, a cimentação contra a formação, aumentando a aderência entre o tubo de aço e a cimentação. De acordo com os cálculos, a incerteza desses ensaios é 4,3 kPa (ver apêndice B).

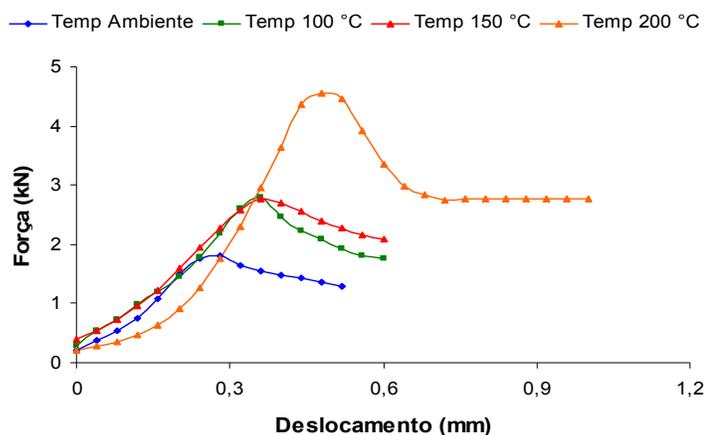
**a**



**Figura 7.4** – Curvas de resistência obtidas nos ensaios de aderência com: (a) temperatura de 100 °C, (b) temperatura de 150 °C e (c) temperatura de 200 °C.

De acordo com o que foi mencionado anteriormente, quanto maior a temperatura maior será a aderência e conseqüentemente uma maior tensão de cisalhamento.

Os resultados obtidos nestes ensaios comprovaram que nas temperaturas utilizadas a cimentação não sofre nenhum tipo de dano a sua estrutura. A figura 7.5 mostra as curvas que obtiveram pico máximo de resistência dos ensaios com aquecimento.



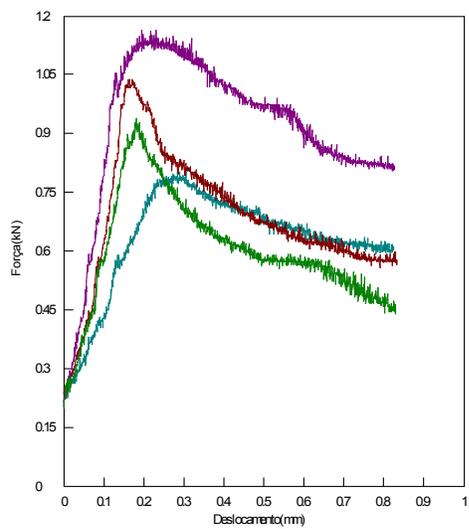
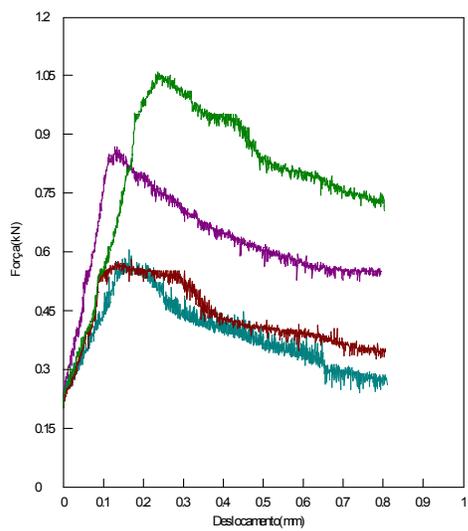
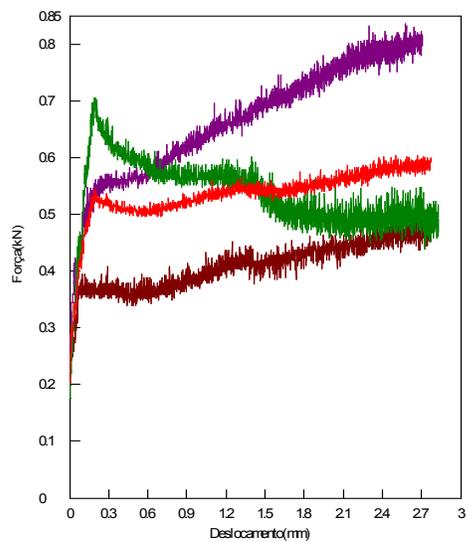
**Figura 7.5** – Comparação das curvas de pico máximo de resistência mecânica dos tubos aquecidos e ensaiados a altas temperaturas.

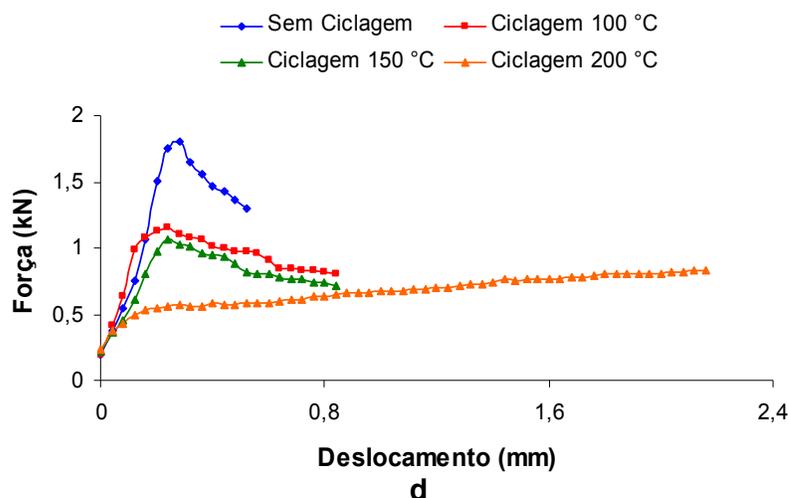
Esse aumento da tensão de cisalhamento é observado na tabela 7.2.

**Tabela 7.2** – Resistência média e tensão de cisalhamento dos ensaios mecânicos de aderência a quente.

Condições de aquecimento (°C)	Tensão de Cisalhamento (kPa)
Temp. Ambiente	79,90 ± 0,66
Tubos a 100	122,35 ± 0,81
Tubos a 150	134,80 ± 0,88
Tubos a 200	191,75 ± 0,96

Nos ensaios a seguir foi utilizado cimento sem aplicação de polímero após a ciclagem térmica. Na figura 7.6 (a, b e c) são mostrados os resultados obtidos com as pastas de cimento com o fator água/cimento igual a 0,44; nas temperaturas de 100, 150 e 200 °C, sendo os corpos-de-prova ensaiados após o resfriamento dos mesmos. Também foram associados a estes ensaios os cálculos de incerteza, e a incerteza destes é 1,3 kPa (ver apêndice B).

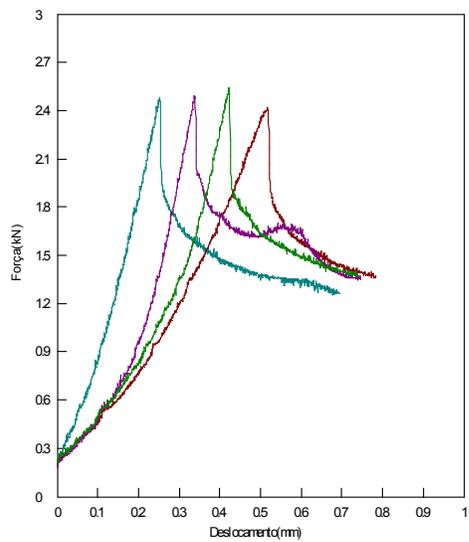
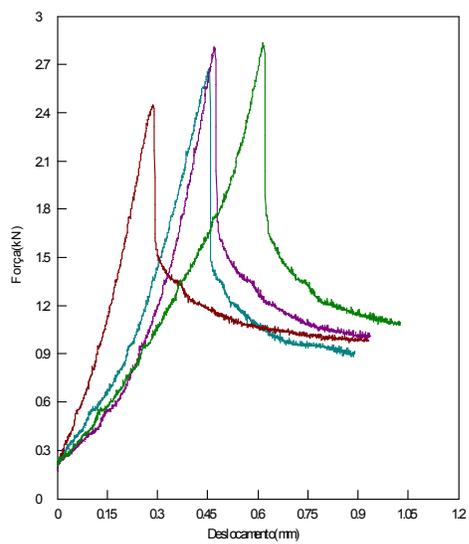
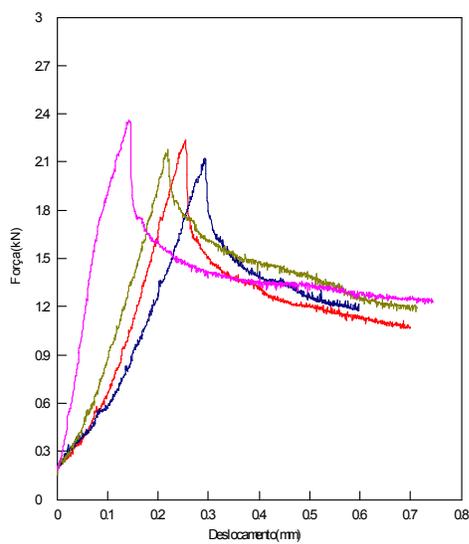
**a****b****c**

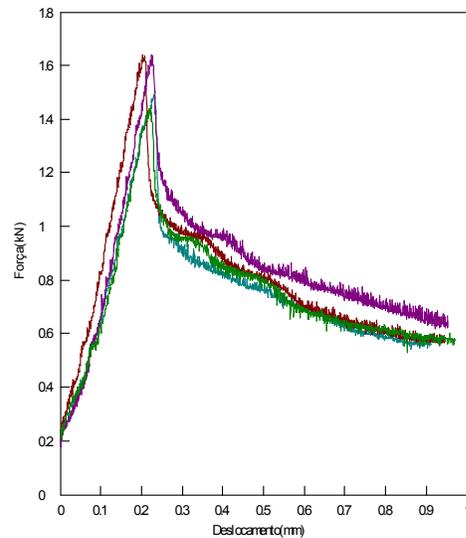


**Figura 7.6** – Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem térmica sem Polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C, (c) 200 °C e (d) Comparação das curvas sem ciclagem térmica e as curvas (a), (b) e (c).

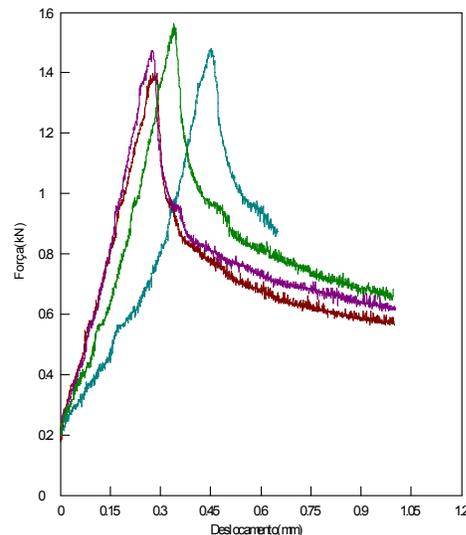
O que se pode observar foi uma redução considerável da tensão de cisalhamento, devido à ciclagem térmica. Durante o aquecimento, houve a dilatação volumétrica do revestimento metálico, promovendo aumento da aderência do cimento ao revestimento. Contudo, após o resfriamento e conseqüente contração do tubo metálico, ocorre o descolamento da bainha de cimento, resultando em diminuição da tensão de cisalhamento do conjunto. Isto ocorre devido ao menor coeficiente de expansão térmica do cimento em relação ao aço do revestimento e ao seu caráter frágil. Por meio desses ensaios, foi possível constatar que a geometria de ensaios proposta é sensível a alterações na aderência do conjunto, causadas por situações reais encontradas nas condições de poços, especialmente aqueles sujeitos à injeção de vapor.

A fim de averiguar a aplicação do ensaio mecânico proposto a materiais alternativos, foram confeccionados cimentos contendo um aditivo polímero, resistente a altas temperaturas. Pastas com adição de polímero apresentam caráter plástico, que pode compensar a diferença no comportamento de expansão térmica entre cimento e revestimento metálico. Na Fig. 7.7 são mostradas as curvas obtidas nos ensaios realizados com cimento contendo polímero.

**a****b****c**



d



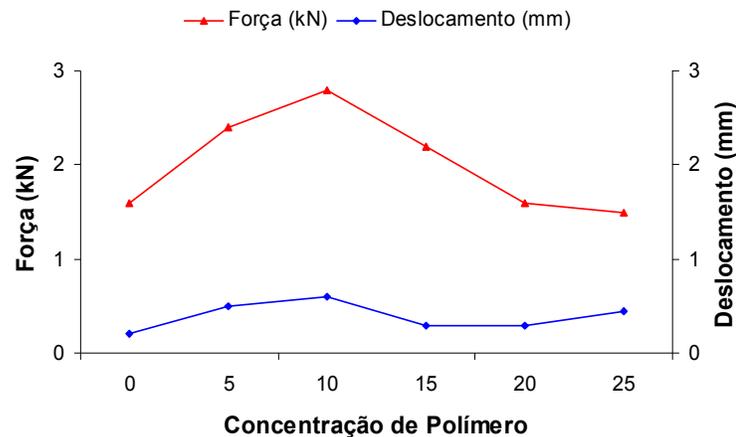
e

**Figuras 7.7** – Curvas de resistência obtidas nos ensaios de aderência com adição de (a) 5%, (b) 10%, (c) 15%, (d) 20% e (e) 25% de polímero.

Comparando os resultados obtidos com os resultados com o tubo padrão pode-se observar claramente um aumento significativo da aderência com a adição de polímero. O comportamento plástico do cimento favoreceu a aderência do cimento ao revestimento após ciclagem térmica. Porém esse aumento só foi possível observar até a porcentagem de 15 %, depois disso não se observou alteração alguma. Sendo assim, com as porcentagens de 20 e 25 % não houve aumentos de resistência, pois há uma maior quantidade de polímero e uma menor quantidade de

cimento e quanto maior for essa porcentagem, menor será a aderência entre o revestimento metálico e a bainha de cimento, com isso, 15 % é o limite de concentração no uso do aditivo polimérico para esse tipo de ensaio.

No gráfico da figura 7.8 é mostrado com mais detalhes o comportamento da força máxima obtida nas curvas anteriormente citadas e seus respectivos deslocamentos. Também se pode reparar pelos gráficos que além de uma maior tensão de cisalhamento as pastas com as concentrações até 15 % de polímero também obtiveram uma maior energia de fratura, pois possuem uma maior área sob a curva.



**Figura 7.8** – Variação da força e do deslocamento em função das concentrações de Polímero.

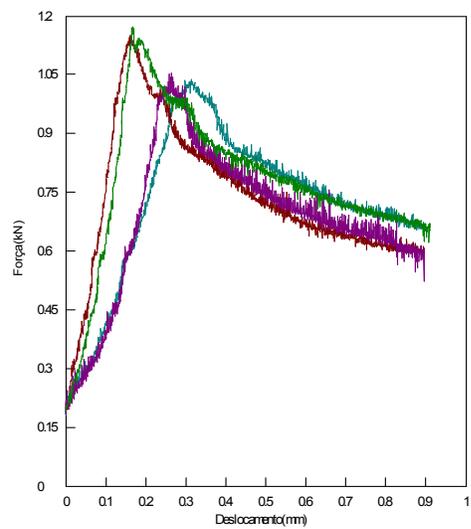
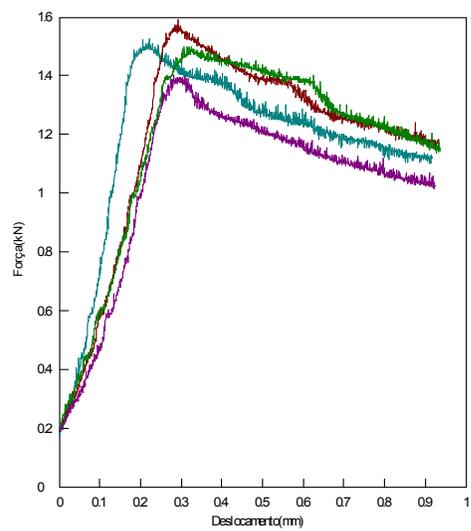
Na Tabela 7.3 é mostrado um resumo dos resultados obtidos com a adição de polímero em diferentes concentrações.

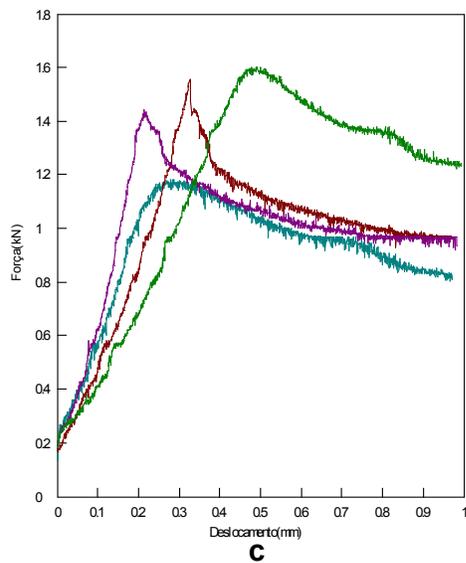
**Tabela 7.3** – Resistência média dos ensaios de aderência para as cinco situações de porcentagem de Polímero.

<b>Concentração de polímero (%)</b>	<b>Tensão de Cisalhamento (kPa)</b>
Sem Polímero	79,90 ±0,55
5	124,80 ±0,75
10	135,13 ±1,10
15	114,84 ±0,88
20	79,89 ±0,90
25	75,10 ±0,76

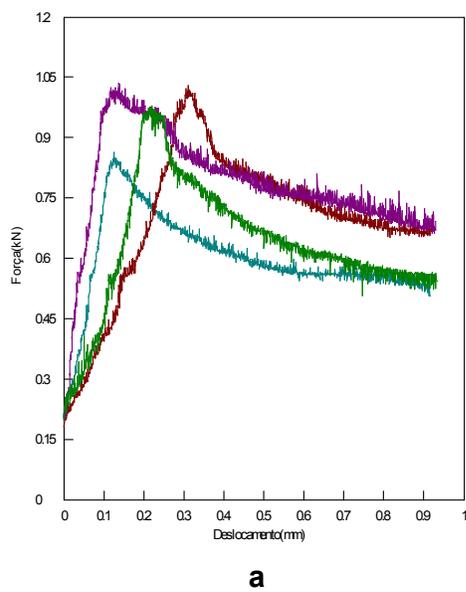
Com a utilização da porcentagem em 5 % a tensão de cisalhamento aumentou em torno de 56 % em relação a pasta sem polímero. Já com a porcentagem de 10 % o aumento ficou em torno de 70 %. Com a pasta que utilizou 15 % de Polímero o aumento ficou em torno de 44 %. O que não foi possível se observar com as pastas com 20 e 25 % de Polímero (tabela 7.3).

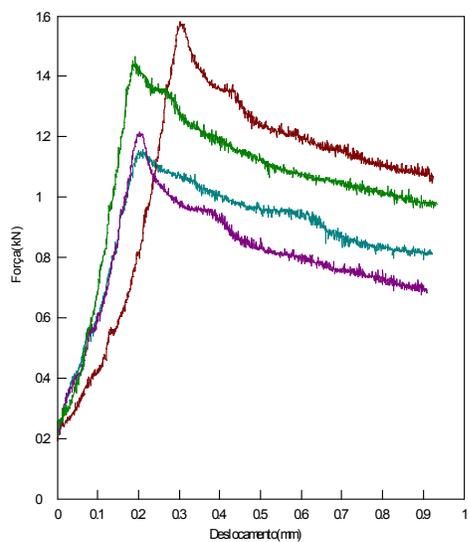
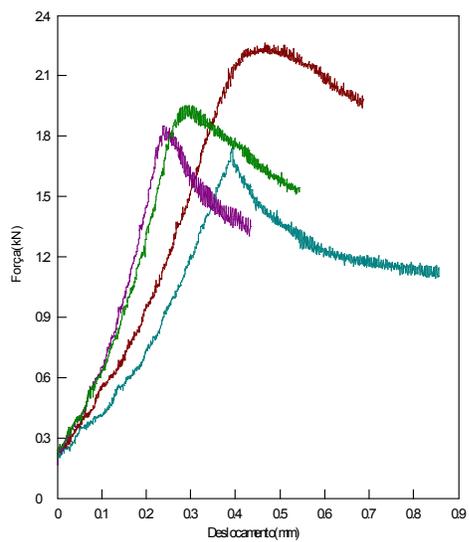
Nas mesmas condições de temperatura utilizadas nos ensaios anteriormente citados, também foram feitos ensaios em cimentos contendo polímero em concentrações de 5, 10, 15 % com a utilização da ciclagem térmica. Os resultados destes ensaios estão ilustrados nas figuras 7.9, 7.10 e 7.11. Os cálculos de incerteza dos ensaios mencionados a seguir estão no apêndice B. A incerteza para os ensaios com 5 % de polímero é de 2,1 kPa, com 10 % é 2,4 kPa e com 15 % é 2,3 kPa.

**a****b**

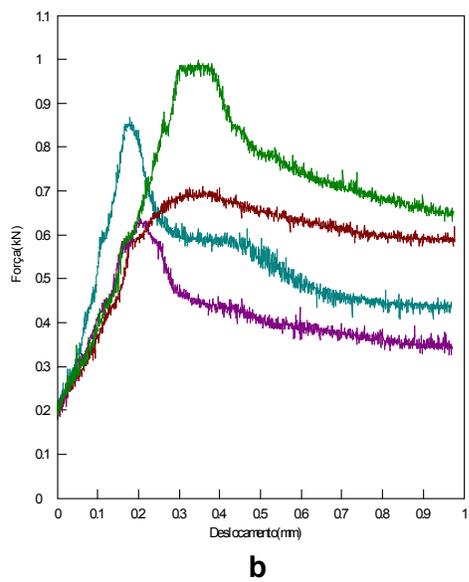
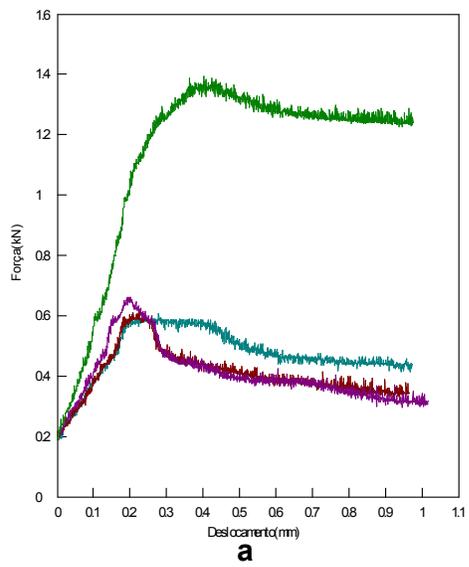


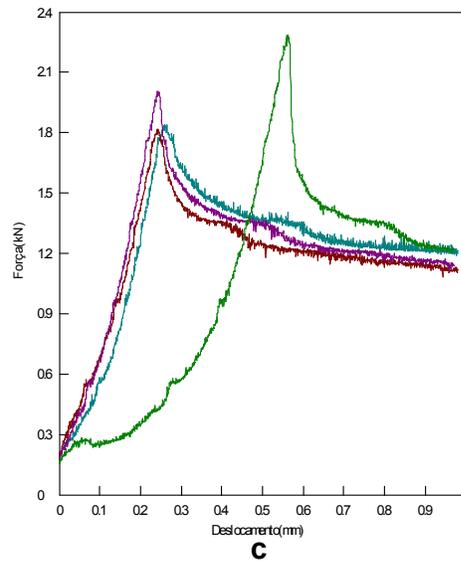
**Figura 7.9** – Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem térmica e 5 % de polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C e (c) 200 °C.



**b****c**

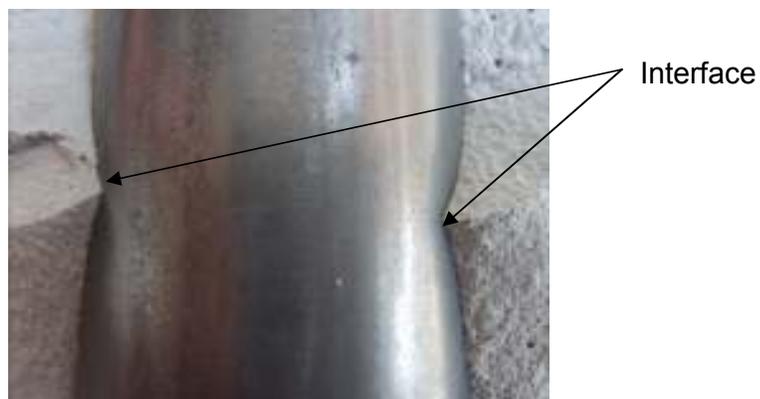
**Figura 7.10** – Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem térmica e 10 % de polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C e (c) 200 °C.

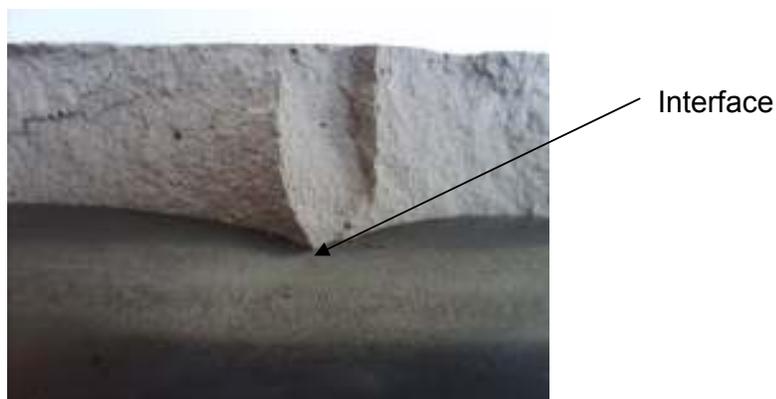




**Figura 7.11** – Curvas de resistência obtidas nos ensaios com ciclagem térmica e 15 % de polímero: (a) a 100 °C, (b) a 150 °C e (c) 200 °C.

Os resultados dos ensaios realizados com a geometria proposta mostraram que a adição de polímero à pasta de cimento diminuiu o efeito causado pela ciclagem térmica na perda de aderência entre o revestimento metálico e a cimentação. Esse fato é possível porque o cimento com adição de polímero obtém-se uma pasta com características viscoplásticas que por sua vez melhora seu contato com a superfície do revestimento durante o aquecimento. Na figura 7.12 é mostrado com detalhe a interface entre o revestimento metálico e a bainha de cimento contendo polímero, podendo-se ver a aderência consistente entre eles.



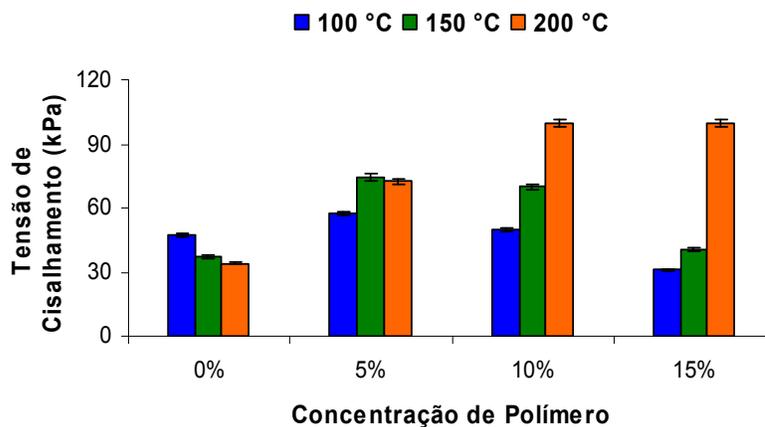


**Figura 7.12** – Interface revestimento metálico – bainha de cimento contendo polímero.

A tabela 7.4 juntamente com o gráfico da figura 7.13 é mostrado o resumo dos resultados obtidos nos ensaios realizados com ciclagens térmicas em cimentos contendo polímero em comparação às pastas padrão.

**Tabela 7.4** – Tensões de cisalhamento dos ensaios de aderência com ciclagens térmicas.

Concentração de polímero/Temperatura		Tensão de Cisalhamento (kPa)
Sem PU	100° C	37,50 ± 0,77
	150° C	47,50 ± 0,48
	200° C	33,95 ± 0,84
5% de PU	100° C	57,40 ± 0,88
	150° C	77,40 ± 1,12
	200° C	72,40 ± 1,15
10% de PU	100° C	50,00 ± 0,98
	150° C	70,00 ± 0,95
	200° C	99,90 ± 0,88
15% de PU	100° C	30,96 ± 0,78
	150° C	40,45 ± 0,80
	200° C	99,90 ± 0,90



**Figura 7.13** – Comparação das porcentagens de polímero com as temperaturas de ensaio.

Diante dos resultados obtidos nos ensaios propostos e pelo nível de confiabilidade obtido a partir dos cálculos de incerteza obteve-se uma proposta de normalização desses ensaios descrita logo em seguida.

## 7.1 PROPOSTA DE NORMA

---

### 1 DETERMINAÇÃO DA RESISTÊNCIA À ADERÊNCIA NA INTERFACE REVESTIMENTO METÁLICO – BAINHA DE CIMENTO EM POÇOS DE PETROLEO

**ADVERTÊNCIA:** Observar com cuidado as recomendações predeterminadas pelos fabricantes dos equipamentos: limitações de temperatura, de carga. Esse procedimento exige o manuseio de equipamentos submetidos à alta temperatura e pressão e materiais que são perigosos podendo causar danos. *Portanto, somente pessoal autorizado deverá utilizar o equipamento.*

## 1.1 OBJETIVO

Determinar a resistência de aderência na interface revestimento metálico – bainha de cimento em poços de petróleo após o endurecimento da pasta de cimento utilizada.

## 1.2 APARELHAGEM E EQUIPAMENTOS

### 1.2.1 MOLDES

- Molde cilíndrico constituído de dois tubos: um externo de PVC (Policloreto de Vinila) – para temperaturas até 100 °C – e de PRFV (Plástico Reforçado com Fibra de Vidro) – para temperaturas superiores a 100 °C – com diâmetro externo de 76,2 mm e altura de 150 mm e outro interno de aço 1045 com diâmetro externo de 42,5 mm e altura de 170 mm;
- Será utilizado uma tampa (CAP) com fundo chato com diâmetro de 76,2 mm somente com o PVC.

### 1.2.2 OUTROS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS

- Bastão de vidro ou material não reagente com o cimento, de aproximadamente, 200 mm de comprimento e seção circular de 6 mm de diâmetro, com extremidades planas;
- Becker de vidro de 1 (um) litro;
- Cápsula de plástico para melhor manuseio do cimento no momento da preparação;
- Espátula metálica e de material não reagente com o cimento;
- Serra para corte dos tubos de aço e de PVC;

- Paquímetro;
- Misturador com controle de velocidade;
- Forno com capacidade de aquecimento no mínimo de 200° C;
- Máquina de ensaio para testes de compressão com capacidade de carregamento de  $5 \pm 0,5$  mm/min para as amostras utilizadas.

### 1.3 PROCEDIMENTO

#### 1.3.1 PREPARAÇÃO DOS MOLDES

A preparação dos moldes para posterior confecção dos corpos-de-prova segue os seguintes passos:

- Corte dos tubos de PVC e PRFV em partes de comprimentos iguais a 150 mm (estes terão a função de simular a formação geológica);
- Corte dos tubos de aço em partes de comprimento igual a 170 mm (estes terão a função de simular o revestimento metálico);
- **Quando for utilizar o tubo de PVC:** aplicar uma fina camada de graxa na superfície interna da tampa (CAP), para a sua fácil remoção. A graxa utilizada deve possuir consistência tal que permita uma fácil aplicação.
- Acopla-se a tampa (CAP) de fundo chato em uma das extremidades do tubo de PVC de modo que esta fique na parte inferior do molde;
- Será necessária a utilização de uma massa vedante (pode ser utilizado massa para calafetar) para ser posto ao longo do perímetro da seção transversal do tubo de aço;
- Introduzir o tubo de aço no centro do tubo de PVC até que toque a tampa (CAP) na parte inferior, daí é feita uma pequena pressão para que haja um vedamento completo. Esta configuração deste conjunto será sempre utilizada para os ensaios

feitos à temperatura ambiente e com temperaturas até 100° C, devido à degradação e amolecimento do PVC.

- Para temperaturas acima de 100°C utilizar outra configuração para constituição do corpo-de-prova, seguindo os seguintes passos para sua confecção:

- **Quando for utilizar o PRVF:** nesta segunda situação a formação geológica é simulada por um plástico reforçado com fibras de vidro que é produzido a partir de uma resina termofixa;

- Também serão utilizados os mesmos comprimentos de corte dos tubos de PVC de 150 mm. A diferença entre os dois tubos esta no diâmetro, o tubo de PVC possui 75 mm de diâmetro externo, enquanto o do plástico reforçado possui 75 mm de diâmetro interno, sendo incapacitado seu acoplamento dentro do (CAP);

- Os tubos de aço possuem as mesmas medidas do primeiro conjunto;

- Para constituição deste segundo conjunto será necessária a utilização de uma base de plana para acomodação dos corpos-de-prova;

- Neste caso a massa vedante (massa de calafetato) será posto ao longo dos perímetros das seções transversais tanto do tubo de aço quanto do tubo de plástico;

- Após isto o tubo de plástico será pressionado contra a base plana até que fique bem preso e firme, logo após o tubo de aço será introduzido no centro do tubo de PRFV até que toque a base na parte inferior, também é feita uma pequena pressão para que haja um bom vedamento.

Nota<sub>1</sub>: A diferença predeterminada entre as alturas dos tubos de PVC e de aço serve exatamente para que a atuação da carga pela máquina de ensaios possa agir somente no tubo de aço.

Nota<sub>2</sub>: O uso de uma massa vedante tem como objetivo não possibilitar a passagem da pasta de cimento para o interior do tubo de aço.

### 1.3.2 PREPARAÇÃO DA PASTA E DO CORPO-DE-PROVA

- Para preparação das pastas de cimento Portland é necessário utilizar um equipamento chamado Misturador, que trabalha a velocidade constante e controlado, confeccionando-se um volume de pasta de 600 ml. Iniciando-se a preparação, nos primeiros 15 segundos é colocado o cimento com uma rotação de 4000 RPM, isso já com a quantidade de água dentro do copo do misturador, nos 35 segundos finais aumenta-se a rotação da hélice do misturador para 12000 RPM, completando, assim o processo de mistura da pasta. A norma NBR 9826 [ABNT, 1993(b)] estabelece as condições para preparação das pastas para ensaio de cimento Portland destinado à cimentação de poços petrolíferos;
- Os corpos-de-prova são curados à temperatura ambiente;
- Os ensaios são realizados após 24 horas;
- Após esta etapa a pasta de cimento é introduzida no molde no espaço anular entre o tubo de PVC ou de PRFV e o tubo de aço;
- Encher o molde até o transbordamento;
- Utilizar no mínimo três corpos de prova para cada determinação de resistência à aderência por compressão. Serão destacados os corpos-de-prova dos moldes que mostrarem sinais de vazamento para o interior do tubo de revestimento;
- Para obtenção da pasta de cimento Portland pura são necessários 792 g de cimento Portland e 348,5 g de água, isso obedecendo à razão água/cimento de 0,44. Esta razão representa o padrão que é utilizado para pastas de cimento Portland Especial, que são as que melhor se adequam as condições dos poços de petróleo.

### 1.3.3 MEDIÇÃO DOS CORPOS-DE-PROVA

Após 24 horas medir com o paquímetro as dimensões do diâmetro do tubo de aço e da altura espaço anular preenchido com o cimento. Avaliar possível retração do cimento. A tolerância para altura do espaço anular não pode ultrapassar a medida mínima de – 3 %.

#### 1.3.4 AQUECIMENTO DOS CORPOS-DE-PROVA

- O aquecimento dos corpos-de-prova se iniciará 20 minutos antes da ruptura para que haja tempo para que a temperatura dos corpos se estabilize isso para os ensaios feitos com as temperaturas elevadas;
- Para os ensaios utilizando as ciclagens térmicas também serão aquecidos por 20 minutos, porém depois que atingirem a temperatura pré-determinada são postos para resfriamento até a temperatura ambiente e logo após levados a máquina de ensaios.

As temperaturas a serem utilizadas são de 100 °C, 150 °C e 200 °C.

**ADVERTÊNCIA:** É estritamente obrigatório o uso de máscara de gás nos ensaios realizados com aquecimento quando o cimento utilizado estiver com alguma porcentagem de Polímero em sua mistura ou quando for utilizado o PRFV.

#### 1.3.5 ENSAIOS DE COMPRESSÃO

- Romper os corpos-de-prova após 24 horas imediatamente após as medições dos mesmos;

Nota: A não ser que o ensaio seja com aquecimento.

- Aplicar uma taxa de deslocamento de 1 mm/min para qualquer tipo de cimento que seja utilizado;
- Utilizar no prato inferior da máquina uma base vazada para que o tubo de aço possa passar por este.

## 1.4 RESULTADOS

### 1.4.1 RESISTÊNCIA INDIVIDUAL

- Calcular a tensão de cisalhamento de cada corpo-de-prova dividindo a carga de ruptura pela área externa do tubo de aço em contato com o espaço anular cimentado. Caso haja uma retração do cimento maior que 2 % da altura, será considerada no cálculo a altura real para que corresponda à área real medida. Expressar o resultado em MPa com arredondamento de décimos.

### 1.4.2 RESISTÊNCIA MÉDIA

- Calcular a resistência de aderência (tensão de cisalhamento) reportando a média aritmética das resistências individuais de no mínimo três corpos-de-prova. Expressar o resultado em MPa com arredondamento de décimos.

# CAPÍTULO VIII

## CONCLUSÕES

---

Com base nos dados apresentados e pela confiabilidade observada nos cálculos de incerteza e repetibilidade dos resultados, o ensaio pode ser usado como método de verificação da aderência na interface revestimento metálico – bainha de cimento e posteriormente normalizado.

1. A resistência à aderência é influenciada pela forma de tratamento superficial utilizadas nos tubos.
2. A tensão de cisalhamento aumenta significativamente com a adição de polímero nas porcentagens de 5, 10 e 15 %, melhorando, assim, a aderência entre o revestimento metálico e a bainha de cimento.
3. Ocorre um aumento na tensão de cisalhamento na interface revestimento metálico – bainha de cimento quando o conjunto é submetido a altas temperaturas devido à dilatação do revestimento metálico.
4. Nos ensaios com ciclagens térmicas as pastas contendo polímero mostraram melhor desempenho do que as pastas padrão. O espaço anular ocupado por cimento contendo polímero apresenta comportamento viscoplástico quando o conjunto é aquecido, melhorando a aderência do conjunto e permitindo melhor acoplamento do cimento ao revestimento após resfriamento, o que não acontece com o cimento sem polímero.
5. Por meio desses ensaios, com o uso de diferentes condições de superfície, aplicação de diferentes composições de cimentos e varias formas de aquecimento ao sistema, foi possível constatar que a geometria de ensaios proposta é sensível a alterações na aderência do conjunto, causadas por situações reais encontradas nas condições de poços, especialmente aqueles sujeitos à injeção de vapor.

## REFERÊNCIAS

---

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE – API, Worldwide Cementing Practices, Dallas, 1991

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS – ASTM, C219-02 Standard Terminology Relating to Hydraulic Cement. Em: Annual Book of ASTM Standards, Filadélfia, 2002.

API, API SPEC 10 A: **Specifications for Cements and Materials for Well Cementing**, 2000.

API, API SPEC 5CT: **Specification for Casing and Tubing**., 7th edition, October, 2001.

APLICAÇÕES NIÓBIO. Disponível em: < <http://www.cbmm.com.br>>. Acesso em 29 de dezembro de 2005.

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 1993a, **NBR 9826 – Preparação e Homogeneização das Pastas para Ensaio do Cimento Portland Destinado à Cimentação de Poços Petrolíferos**, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), 1993b, **NBR 9831 – Cimento Portland Destinado a Cimentação de Poços Petrolíferos**, Rio de Janeiro.

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), **NBR-5737 – Cimento Portland Resistente a Sulfatos**, Rio de Janeiro 1986.

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), **NBR-13528 – Determinação da Resistência de Aderência à Tração- Método de Ensaio**, 1985.

Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), **NBR-14084 - Determinação da resistência de aderência de placas cerâmicas - Método de Ensaio**, 1998.

BARBOSA, M. P., **Uma Contribuição Experimental e Numérica sobre Estruturas de Concreto Armado de Elevado Desempenho: estudo da Aderência-Ancoragem e o comportamento de Vigas Fletidas**. Ilha Solteira, 1998. 174p. Tese (Livre Docência) – Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista.

BARBOSA, M. T. G., **Avaliação do Comportamento da Aderência em Concretos de Diferentes Classes de Resistência**. Rio de Janeiro 2002, 203p. Tese (Doutorado) – COPPE Universidade Federal do Rio de Janeiro.

BERMOTUBOS. Disponível em: < <http://www.bermotubos.com.br>>. Acesso em 03 de janeiro de 2006.

CARVALHO, A. G., **Energia de Ativação dos Concretos: Experimentação e Modelagem**. Rio de Janeiro - RJ, 2002 144p. (Dissertação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE.

CASTRO, P. F. **Notas sobre Estudo da Aderência Aço-Concreto**, Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2000.

CELIA, M.A. and S. Bachu. 2003. **Geological sequestration of CO<sub>2</sub>: Is leakage unavoidable and acceptable?** In: Gale, J. and Y. Kaya (eds.): *Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, Pergamon, Amsterdam, Vol. 1: 477-482.

CIMENTAÇÃO. Halliburton company. Mossoró – RN: 1998, 120P, Apostila.

CIMENTO WEB. Disponível em: <<http://www.cimento.com.br>>. Acesso em: 25 de setembro de 2005.

COELHO, A., **Canhoneio e Perfilagem**. Disponível em: < <http://acd.ufrj.br>>. Acesso em 13 de dezembro de 2005.

COMITÉ EURO-INTERNATIONAL DU BÉTON (CEB), **Reinforcement, Bond and Anchorage**, Paris, Bulletin d'information, 118, 1979

COMITÉ EURO-INTERNATIONAL DU BÉTON (CEB), **Bond action and bond behaviour of reinforcement**, Paris, Bulletin d'information, 151, 1982.

COMITÉ EURO-INTERNATIONAL DU BÉTON (CEB), Recommendation RC 6: **Bond test reinforcement steel – BEAM TEST**, Concrete Reinforcement technology, Paris, Georgi Publishing Company, 1983.

COSTA, A. *et al*, **Completação de Poços**. Rio de Janeiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2000, 67p. Apostila

COSTA, J. C. C. **Cimentação de poços de Petróleo**, Macaé, 2004. 38p. (Monografia apresentada à Coordenação do Curso de Engenharia de Exploração e Produção de Petróleo para obtenção do título em Bacharel em Engenharia de E&P). Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade Estadual do Norte Fluminense.

DAVIDOVITS, J. Global warming impact on the cement and aggregates industries. *World Resource Review* 6, 263 (1994)

DAVIDOVITS, J. **Environmentally Driven Geopolymer Cement Applications**. In: Proceedings Geopolymer 2002 Conference, Melbourne, Austrália, October 28-29 (2002).

DUCATTI, V. A. **Concreto de Elevado Desempenho: Estudo da Aderência com a Armadura**. São Paulo, 1993. 259p. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo.

FRANÇA, V. H.; **Aderência Aço-concreto – Uma Análise do Comportamento do Concreto Fabricado com Resíduos de Borracha**, 144f. dissertação ( Mestrado em Engenharia Civil), Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil. Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira-SP, 2004.

FUJISHIMA, I. **Efeito das Condições de Superfície do Revestimento Metálico sobre a Aderência de Cimentos para Poços Produtores de Petróleo**, Monografia apresentada ao Programa de Recursos Humanos da ANP para o setor petróleo e gás – PRH30, da Universidade Federal do Rio Grande do Norte, referente à especialização em Ciência e Tecnologia de Materiais Aplicados à Indústria de Petróleo e Gás Natural. UFRN, 2005.

FUSCO, P. B. **Técnica de Armar as Estruturas de Concreto**. Editora Pini Ltda 265p, São Paulo 1995.

HANDBOOK OF OIL WELL DRILLING – **Equipment and Supplies**. Canadian Association of oilwell Drilling Contractors, 2002 p. R1.1 – R1.3.

HEWLETT, P.C. (ed.), *Lea's Chemistry of Cement and Concrete*, Oxford, Butterworth Heineman, 4<sup>a</sup> ed., 2001.

KEMP, E. L.; BREZNY, F. S.; UNTERSPAN, J. A., **Effect of rust and scale on the bond characteristics of deformed reinforcing bars**. *Journal of the American concrete institute*, 65 (9): 743-56, Sept. 1968. *apud* RIBEIRO (1985)

KUSHIDA, T.; **Pipe and tubes for oil/gas development**. *Steel Today & Tomorrow*, n.157, p.5-8, Jan., 2002.

LIMA, F.M., **Desenvolvimento de cimentos do tipo Portland/materiais alternativos para cimentação de poços de petróleo**. Natal, RN, 2004. 197p.

MARTINEZ, J.; MACDONALD, W. J. **Study do cementing practice applied to the shallow casing in offshore wells**. **Mauer Engineering Inc**, 1980. Huston, Texas, report.

MEHTA, P. K.; MONTEIRO, P. M. **Concreto: Propriedades e Materiais**. 2 ed. São Paulo: PINI, 1994.

MONTEIRO, P. **Cement Portland**. Berkeley: University of California, 2002. 39p. Apostila.

MORAIS, W.A. et. Al.; **Desenvolvimento de aços laminados a quente na Cosipa destinados à produção de tubos API pelo processo ERW**. 40o Seminário de Laminação da ABM, out., 2003.

MOTA, A.L.N., **Estudo de cimentação e Estimulação de poços de petróleo**. 2003 48p. Relatório de estágio – Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

NELSON, E. B. **Well Cementing**. Saint-Etienne: Schlumberger Educational Services (1990)

NEVILLE, A.; Aitcin, P-C. **Materials and Structures**, 31, 111-117 (1998)

PAIVA, M.D.M., **Influência da adição de diatomita nas propriedades reológicas e mecânicas de pastas leves para cimentação de poços petrolíferos depletados**. Natal, RN, 2003. 116p.

PEREIRA, F. S. C., **“Avaliação da Aderência de Interfaces Cimento/Revestimento Metálico para Poços de Petróleo”**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, UFRN, 2005.

PERFURAÇÃO, **Possíveis Problemas na perfuração**. Disponível em: <<http://www.perfuração.cjb.net>>. Acesso em 10 de setembro de 2005.

PERKINS, A. A.; DOUBLE, E. **Method of Cementing Oil wells**. *US Patent 1.011.484* (1911).

PERRY, S. E.; JUNDI, N. **Pull-Out Bond Stress Distribution under Static and Dynamic Repeated Loadings**. *ACI-Journal*, pp. 377-380. Detroit 1969.

PINHO, A. L. S. **Redução De Tensões Em Risers Rígidos De Plataformas TLP**. 2001. 115p. Tese submetida ao corpo docente da coordenação dos programas de pós-graduação de engenharia da universidade federal do rio de janeiro como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em ciências em engenharia civil. 2001.

REYNOLDS, G. C; BEDDY, A., “**Bond Strength of Deformed bars**”, In: Bond and Concrete 23°, Londres, P. Bartoz, 1982.

RIBEIRO, J. L. D., **Análise Experimental dos Fatores que Influenciam a Aderência em Barras Nervuradas**. Porto Alegre 1985. 180p. Tese (Mestrado em Engenharia Civil). Universidade federal do Rio Grande do Sul-RS

SCHLUMBERGER D., **Cementing Technology**. Nova communications Ltd. Párea, Londres, 1984, P.3.

SCHLUMBERGER D., **Wireline-Conveyed Perforating**, SMP-7035, 2002

SILVA, M. C. **Caracterização das propriedades mecânicas e metalúrgicas do aço API 5L X80 e determinação experimental de curvas J-R para avaliação da tenacidade a fratura** – São Paulo, 2004. 96P

SOROUSHIAN, P; CHOI, K; PARK, G; ASLANI, F. “**Bond of Deformed bars to Concrete: Effects to Confinement and Strength of Concrete**”, ACI Materials Journal, v. 88, n. 3, (may/june), pp. 227-232, 1991.

SORETZ, S., “**A Comparison of bean test and Pull-out-test**”, Matériaux et Constructions, v. 5, n. 28, (July-Aug), pp. 261-264, 1972

SOROUSHIAN, P.; WON, J.; CHOWDHURY, H.; NOSSONI, A. **Development of Accelerated Processing Techniques for Cement-Bonded Wood Particleboard**, Cement and Concrete Composites, Vol. 25, 2003, pp. 721-727.

TAYLOR, H. F. W. **Cement Chemistry**. 2<sup>nd</sup> ed. London. Academic Press (1997)

TAYLOR, H. F. W. **Cement Chemistry**. 3th ed. New Jersey. Thomas Telford, 1998

THAUMATURGO, C. et al, **Fratura em compósitos de cimentos geopoliméricos**, v congresso de engenharia civil, MG, 2002

THOMAS, J.E. **fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência. Petrobrás (2004).

TISSER, A. D. **Um modelo constitutivo para análise de estabilidade de poços de petróleo**. Rio de Janeiro, 2004. 128 p (mestrado em ciência em engenharia civil). Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.

UCHIKAWA, H., *Hidration of blend cement*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE CIMENTO, 1º, São Paulo , 1986.

VALTER G. G. et al, **Águas Subterrâneas e Poços Tubulares** – São Paulo, DH Perfuração de Poços Ltda, 2005.

VICENTE, R.; RODRIGUES, V.F. et al., **Operações com cimento na complementação**, Rio de Janeiro, Petrobrás, 2ª ed, 1995.

VIEIRA, F.M.P., **Estudo do Comportamento da Aderência das barras de Aço no Concreto de Alta Resistência com Adição de Microssílica**. Porto Alegre, 1994. 107p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

VLACHOU, PARASKEVI-VOULA; PIAU, JEAN-MICHEL. **The influence of the shear field on the microstructural and chemical evolution of an oil well cement slurry and its rheometric impact**. *Cement and Concrete Research* 27, 869 (1997).

ZAMPIERI, V. A. **Mineralogía e Mecanismos de Ativação e Reação das Pozolanas de Argilas Calcinadas**. 1989. 191f. Dissertação de Mestrado (Mineralogia e Petrografia). Universidade de São Paulo.

# APÊNDICE

---

## APENDICE A: GLOSSÁRIO

### Glossário

#### A

**Agência Nacional do Petróleo (ANP)** – Órgão regulador do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

**Alita** – Denominação dada ao Silicato tricálcico formado na fabricação do cimento.

**Ativação alcalina** – É uma reação de hidratação de alumino-silicatos com produtos contendo íons alcalinos ou alcalino-terrosos.

#### B

**Bainha de cimento** – Região cimentada entre o revestimento do poço e a parede da formação

**Bombeabilidade** – São os pares de pontos relacionando unidades de Bearden e percentuais do tempo de espessamento.

**BHCT** – Temperatura de circulação do fundo do poço (Bottom Hole Circulating Temperature).

**BHST** – Temperatura estática de fundo de poço ( Bottom Hole Static Temperature).

**Blowout Preventer (BOP)** – Preventor de Erupções é um conjunto de gavetas e válvulas que é instalado na cabeça do poço para, no caso de influxo de fluido da formação, ser acionado para controle do poço.

## C

**Canhoneamento** – Operação de perfuração do revestimento utilizando-se cargas explosivas, para comunicar o interior do poço com a formação produtora.

**CBL (Cement Bord Log)** – é um perfil ou registro baseado na emissão de ondas sonoras usado para avaliar a qualidade ou estado de cimentação de um poço.

**Cimentação de Revestimento** – Prática de preencher o anular entre o revestimento e as paredes do poço com cimento.

**Cimentação, Operação de** - Operação na qual uma pasta de cimento é forçada a descer através de um revestimento até sair na outra extremidade deste, preenchendo o espaço entre o revestimento e as paredes do poço a altura pré-determinada acima do fundo do poço. Esta operação tem dentre outras finalidades fixar o revestimento a excluir água e outros fluidos indesejáveis do espaço anular.

**Cimento** – Ligante de origem mineral, constituído por silicatos e aluminatos de cálcio que se apresenta sob a forma de pó. Devido à sua natureza hidráulica, quando amassado com água forma uma pasta que apresenta pega, endurece e conserva a sua resistência mecânica e estabilidade ao longo do tempo, mesmo debaixo de água.

**Clínquer** – Produto intermediário formado durante a manufatura do cimento. Na produção do clínquer, o carbonato de cálcio é aquecido, formando cal e dióxido de carbono. O dióxido de carbono é normalmente liberado para a atmosfera como refugo industrial e constitui uma importante fonte global de emissões de CO<sub>2</sub>.

**Clinquerização** – Denominação dada ao processo de formação do clínquer na fabricação de cimento.

**Completação** – Trata da preparação do poço para produção, envolvendo técnicas de isolamento das zonas produtoras e testes de vazão e pressão do poço. Dependendo do potencial produtor do reservatório, vinculado às propriedades petrofísicas da rocha e das propriedades dos fluidos do reservatório, há necessidade da utilização de técnicas de estimulação química (acidificação), mecânica (fraturamento hidráulico) ou químico-mecânica, para se aumentar a produtividade do poço.

**Correção, Operação de** – Operações constituídas de canhoneio do revestimento e compressão do cimento em intervalos com cimentação deficiente.

**Cura** – Ganho de resistência mecânica da pasta de cimento.

## E

**Espaço anular** – Espaço que cerca a tubulação no poço. A parede exterior do espaço anular pode ser a formação ou revestimento.

**Estação de bombeamento** – Conjunto de equipamentos destinados a transmitir energia mecânica ao fluido (petróleo ou derivados) para permitir seu deslocamento ao longo dos dutos.

**Exploração** – conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural.

**Exsudação** – Processo de separação da água e das partículas de cimento levando à formação de uma camada de água sobrenadante na superfície da água fresca.

**F**

**Fator Água-Cimento (FAC)** – É a relação entre a quantidade de água doce e/ou do mar e cimento, expressa em termos decimais ou percentuais.

**Fingering** – Variação da permeabilidade na direção vertical de uma zona de produção que provoca um gradiente diferencial de água para dentro da tubulação de revestimento comprometendo a produção e aumentando RAO e RGO

**I**

**Injeção, Operação de** – É uma operação que consiste em injeção de água ou gás no reservatório com o propósito de manter a pressão deste, maximizando a recuperação de óleo e conservando os recursos disponíveis.

**K**

**Kick** – Situação controlável que o poço apresenta quando a pressão proveniente dos líquidos de formação é superior à pressão da coluna de lama.

**L**

**Lama de perfuração** – Mistura de diversos componentes utilizada durante a perfuração de um poço de petróleo, com o objetivo de manter a pressão superior à das formações atravessadas e evitar que as paredes do poço desmoronem.

**Liner** – É uma coluna curta de revestimento que é descida e cimentada no poço visando cobrir a parte inferior deste.

## O

**Offshore** – localizado ou operado no mar.

**Onshore** – localizado ou operado em terra.

## P

**Pasta de Cimento** – ou simplesmente pasta. É a mistura de cimento, água doce e/ou do mar e aditivos, com a finalidade de obter propriedades físicas e/ou químicas, destinada à operação de cimentação em poços petrolíferos;

**Pega** – Perda de plasticidade da pasta de cimento.

**Perfuração** – Contempla as atividades relacionadas ao projeto e perfuração, propriamente dita, do poço que faz a comunicação do reservatório com a superfície. O projeto do poço determina as várias fases de perfuração, envolvendo a seleção da técnica apropriada (para a perfuração, cimentação e revestimento do poço), do tipo de sonda, da unidade de perfuração, dos vários equipamentos (brocas, colunas de perfuração e revestimento, ferramentas de monitoração e controle de trajetória do poço, ferramentas de perfilagem, etc.) e dos fluidos de perfuração. No projeto e execução do poço são considerados os fatores econômicos e, principalmente, os aspectos de segurança inerentes à operação.

**Petróleo** – todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, como por exemplo o óleo cru e condensado.

**Poço** – (1) orifício perfurado no solo, através do qual se obtém ou se intenciona obter petróleo ou gás natural; (2) orifício perfurado no solo para a introdução de uma camada subterrânea de água ou gás sob pressão.

**Poço Produtor** – poço que produz petróleo ou gás natural.

**Polímero** – Designação genérica para alguns produtos da segunda geração petroquímica, tais como plásticos, borrachas e fibras sintéticas.

**Pozolanas** – Materiais silicosos ou sílico-aluminosos que, quando finamente divididos e em presença de umidade, reagem quimicamente com  $\text{Ca(OH)}_2$  formando compostos insolúveis que agem como aglomerantes hidráulicos.

## R

**Recuperação secundária** – Conjuntos de técnicas que visam o incremento da produção de petróleo e/ou gás natural de um conjunto de poços em detrimento de um conjunto de poços que serão sacrificados.

**Revestimento** – Tubo constituído de aço especial, materiais compósitos ou outros materiais, utilizado para revestir e proteger as paredes do poço.

## S

**Solo-cimento** – formação que é semelhante ou praticamente análoga à de muitos minerais e rochas que constituem a crosta terrestre, onde intervêm óxidos de metais alcalinos e alcalino-terrosos;

**Sonda** – Equipamento utilizado para realizar perfurações.

**Squeeze** - CIMENTAÇÃO SOB PRESSÃO - Bombeio sob pressão de cimento pastoso em uma formação

## T

**Tubulação** – Equipamento utilizado para conduzir fluidos.

## W

**Workover** – Operação de manutenção dos poços

## APENDICE B: CÁLCULOS DE INCERTEZA

Cálculo de incerteza dos ensaios realizado com aquecimento à alta temperatura

Aquecimento: alta temperatura

100	122,35	0,81	condições médias	
150	134,80	0,88	S	0,020028 m <sup>2</sup>
200	191,75	0,96	T	149633,3 Pa
	<b>0,694</b>		F	2996,805 N

$T_c = F/(\pi \times D \times C)$										
$\Delta T_c / \Delta F = 1/(\pi DC)$	$\Delta T_c / T_c = \Delta F / F$	0,01000								
$\Delta T_c / \Delta D = -F/(\pi CD^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta D / D$	1,18E-02	0,020401	3,1 kPa	incerteza da formulação	retangular	1,7624	infinito		
$\Delta T_c / \Delta C = -F/(\pi DC^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta C / C$	0,013333		0,69 kPa/°C	efeito da temperatura $c/ \Delta t = 2$	retangular	0,8014	infinito		
D = 4,25E-02	$\Delta D = 0,0005$			1 %	padrão	retangular	0,8639	infinito		
F = 3,00	$\Delta F = 0,029968$	1%		0,88 kPa	dispersão $c/ n=4$	normal	0,3950	3		
C = 0,15	$\Delta C = 0,002$									
						k = 2,0	2,16	2664		
						<b>incerteza</b>		<b>4,3</b>	<b>kPa</b>	

Cálculo de incerteza do ensaio com aplicação de ciclagem térmica sem polímero

sem polímero			condições médias	
100	37,50	0,77	S	0,020028 m <sup>2</sup>
150	47,50	0,48	T	39650 Pa
200	33,95	0,84	F	794,0964 N
	-0,0355			

$T_c = F/(\pi \times D \times C)$											
$\Delta T_c / \Delta F =$	$1/(\pi DC)$	$\Delta T_c / T_c =$	$\Delta F / F$	0,01000							
$\Delta T_c / \Delta D =$	$-F/(\pi CD^2)$	$\Delta T_c / T_c =$	$-\Delta D / D$	1,18E-02	0,020401	0,8 kPa	incerteza da formulação	retangular	0,4670	infinito	
$\Delta T_c / \Delta C =$	$-F/(\pi DC^2)$	$\Delta T_c / T_c =$	$-\Delta C / C$	0,013333		-0,04 kPa/°C	efeito da temperatura c/ $\Delta t = 2$	retangular	-0,0410	infinito	
D =	4,25E-02	$\Delta D =$	0,0005			1 %	padrão	retangular	0,2289	infinito	
F =	0,79	$\Delta F =$	0,007941	1%		0,70 kPa	dispersão c/ n=4	normal	0,3116	3	
C =	0,15	$\Delta C =$	0,002								
								k =	2,1		
								incerteza	1,3	kPa	

Cálculo de incerteza do ensaio com aplicação de ciclagem térmica e concentração de polímero em 5%

5% de polímero			condições médias	
100	57,40	0,88	S	0,020028 m <sup>2</sup>
150	77,40	1,12	T	69066,67 Pa
200	72,40	1,15	F	1383,243 N
	<b>0,15</b>			

$T_c = F/(\pi \times D \times C)$				
$\Delta T_c / \Delta F = 1/(\pi DC)$	$\Delta T_c / T_c = \Delta F / F$	0,01000		
$\Delta T_c / \Delta D = -F/(\pi CD^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta D / D$	1,18E-02	0,020401	<b>1,4 kPa</b> incerteza da formulação
$\Delta T_c / \Delta C = -F/(\pi DC^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta C / C$	0,013333		<b>0,15 kPa/°C</b> efeito da temperatura c/ $\Delta t = 2$
D = 4,25E-02	$\Delta D = 0,0005$			<b>1 %</b> padrão
F = 1,38	$\Delta F = 0,013832$	1%		<b>1,05 kPa</b> dispersão c/ n=4
C = 0,15	$\Delta C = 0,002$			
			k = 2,0	
			<b>incerteza</b>	<b>2,1 kPa</b>

Cálculo de incerteza do ensaio com aplicação de ciclagem térmica e concentração de polímero em 10%

10% de polímero			condições médias	
100	50,00	0,98	S	0,020028 m <sup>2</sup>
150	70,00	0,95	T	73300 Pa
200	99,90	0,88	F	1468,027 N
	<b>0,499</b>			

$T_c = F/(\pi \times D \times C)$								
$\Delta T_c / \Delta F = 1/(\pi DC)$	$\Delta T_c / T_c = \Delta F / F$	0,01000						
$\Delta T_c / \Delta D = -F/(\pi CD^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta D / D$	1,18E-02	0,020401	<b>1,5 kPa</b>	incerteza da formulação	retangular	0,8634	infinito
$\Delta T_c / \Delta C = -F/(\pi DC^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta C / C$	0,013333		<b>0,50 kPa/°C</b>	efeito da temperatura c/ $\Delta t = 2$	retangular	0,5762	infinito
D = 4,25E-02	$\Delta D = 0,0005$			<b>1 %</b>	padrão	retangular	0,4232	infinito
F = 1,47	$\Delta F = 0,01468$	1%		<b>0,94 kPa</b>	dispersão c/ n=4	normal	0,4189	3
C = 0,15	$\Delta C = 0,002$							
						k = 2,0	1,20	200
						<b>incerteza</b>	<b>2,4</b>	<b>kPa</b>

Cálculo de incerteza do ensaio com aplicação de ciclagem térmica e concentração de polímero em 15%

15% de polímero			condições médias	
100	30,96	0,78	S	0,020028 m <sup>2</sup>
150	40,45	0,80	T	57103,33 Pa
200	99,90	0,90	F	1143,646 N
	<b>0,6894</b>			

$T_c = F/(\pi \times D \times C)$									
$\Delta T_c / \Delta F = 1/(\pi DC)$	$\Delta T_c / T_c = \Delta F / F$	0,01000							
$\Delta T_c / \Delta D = -F/(\pi CD^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta D / D$	1,18E-02	0,020401	<b>1,2 kPa</b>	incerteza da formulação	retangular	0,6726	infinito	
$\Delta T_c / \Delta C = -F/(\pi DC^2)$	$\Delta T_c / T_c = -\Delta C / C$	0,013333		<b>0,69 kPa/°C</b>	efeito da temperatura c/ $\Delta t = 2$	retangular	0,7961	infinito	
D = 4,25E-02	$\Delta D = 0,0005$			<b>1 %</b>	padrão	retangular	0,3297	infinito	
F = 1,14	$\Delta F = 0,011436$	1%		<b>0,83 kPa</b>	dispersão c/ n=4	normal	0,3697	3	
C = 0,15	$\Delta C = 0,002$								
						k = 2,0	1,15	285	
						<b>incerteza</b>	<b>2,3</b>	<b>kPa</b>	